

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Requerimientos de almacenamiento en una central fotovoltaica para minimizar el error de predicción



Grado en Ingeniería
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Autor: Aitor Eneko Martínez Landa

Director: Dr. Javier Marcos Álvarez

Pamplona, 1 de Julio de 2016

RESUMEN

Como bien es conocido, uno de los inconvenientes de las tecnologías renovables en la actualidad, es que con la variabilidad del recurso que presentan, se puede dar el caso de que la generación se dé cuando no sea necesaria y no tener producción cuando sí sea necesario. En definitiva, que la generación de electricidad no coincida en el tiempo con la demanda.

A medida que las energías renovables tienen un mayor índice de penetración en la red, se aumentan las exigencias respecto a los requisitos que deben de cumplir. Actualmente, las plantas de generación fotovoltaica trabajan con previsiones, diciéndole al sistema cuanto van a producir. El operador del sistema, utiliza esta información para planificar la generación del resto de productores y a día de hoy, en España, no se aplica ningún tipo de penalización por errores de predicción (no así en la predicción eólica). Sin embargo, todo apunta a que más adelante, al igual que ocurre en la producción eólica, se aplicarán penalizaciones por desvíos en la predicción de manera que si fallan en ella, podrán recibir algún tipo de penalización económica.

El presente trabajo realizará un análisis a cerca de la rentabilidad de colocar un sistema de almacenamiento en una central fotovoltaica a fin de inyectar a red la potencia predicha y reducir al máximo los costes por desviaciones entre la previsión y la producción real.

El almacenamiento a gran escala no es viable en la actualidad. En este punto es donde entran los modelos de previsión, que tratan de anticipar la generación que habrá en un futuro. Este tipo de previsiones sirven para tener una idea de cuál será la producción, sin embargo, por el momento, no resultan demasiado precisos.

En esta situación, son dos los principales caminos de mejora. Por una parte se debe de predecir con la mayor exactitud posible, y por otra parte, si se dota a la planta generadora de capacidad de almacenamiento (baterías) se obtendrá una mayor versatilidad, puesto que se podrán compensar los errores en la previsión sin que la red lo note. Por lo que se tratará de ajustar la predicción de la mejor manera posible a expensas de conseguir una capacidad de almacenamiento lo menor posible.

De este modo, a rasgos generales, lo que se busca es ver si en la actualidad resultaría económicamente viable la colocación de un sistema de almacenamiento a expensas de reducir lo máximo posible las hipotéticas penalizaciones que aparecerán en un futuro.

PALABRAS CLAVE

- Energías renovables
- Fotovoltaica
- Mercado eléctrico
- Coste por desvío
- Predicción de producción de energía
- Modificación de la predicción
- Sistema de almacenamiento
- Control del estado de carga (SOC)

ABSTRACT

As it is well known, nowadays one of the disadvantages of the renewable technologies, is the variability of the resource. Consequently, the power generation can occur when is not necessary or it can happen to be a need of electricity and the unavailability of the resource. In short, electricity generation and consumption can overlap in time or not.

With the development of renewable energies their importance in the grid grows. For this reason, the requests grow too. Currently, photovoltaic generation plants, work with forecasts, and they can say to the system the energy they will produce. In this way, the system operator can organize the rest of the generation. In these days, in Spain, there is not any type of penalties to the forecast errors (this not happen to wind power). However, it is very logical to think that in the future the penalties to the forecast errors will appear in the photovoltaic field as it occurs in wind power.

This work will analyse the profitability of an energy storage system in a photovoltaic power plant, with the objective to give exactly the forecast energy to the grid and minimize completely the forecast errors between the prediction energy and the real production of energy and their costs.

Currently, large scale storage systems are not available. At this point, forecast methods turn very important, because they try to anticipate the future generation. This kind of predictions are interesting to know the magnitude of the generation. Nevertheless, at this moment, these tools are not too accurate.

In this situation, they are two main ways of improvement. On the one hand, forecasts must be as accurate as possible. On the other hand, with energy storage, the versatility of the power plant will be better, because the prediction errors could be minimized and they will not affect to the grid. So it will try to adjust the prediction as well as possible, to make the energy storage request be lower.

In this way, the main objective is to see the profitability of an energy storage system in a photovoltaic power plant in order to eliminate penalties that can appear in the future.

KEY WORDS

- *Renewable energies*
- *Photovoltaic*
- *Electricity market*
- *Cost of variances*
- *Prediction of energy production*
- *Prediction modification*
- *Storage system*
- *State of charge (SOC)*

LABURPENA

Ezaguna den bezala, teknologia berriztagarriek duten desabantailetariko bat, energia iturrien aldagarritasuna da. Honek, energia, beharrezkoa ez denean sortzea eragin dezake, edota energia beharrezkoa denean, energia iturria eskuragai ez edukitzea. Oro har, esan daiteke, energia hauek sortzen duten elektrizitatea eta honen beharra ez dute zergatik denboran elkar egoterik

Energia berriztagarriak sistema elektrikoan pisu gehiago duten heinean, bete beharrezko baldintzak gehiago dira. Gaur egun, energia fotovoltaikoko zentralentan, iragarpenekin lan egiten dute, sistemari zenbat energia emango den esanez. Sistemak, informazio hau erabiltzen du, gainontzeko energia ekoizleen antolaketarako eta gaur egun, Espainian, ez dago inolako isunik iragarpenetan akatsak edukitzeagatik (hau ez da honela haize-indarraren kasuan). Hala ere, badirudi, etorkizunean, haize-indarraren moduan gertatzen den antzera, isunak ezarriko direla auresandako energiak akatsak baditu.

Lan honek, zentral fotovoltaiko batean energia gordetzeko sistema baten bideragarritasun ekonomikoa aztertuko du. Sistema honekin, auresan den energia emanen da sarean eta ondorioz, iragarpenetan egon daitezken akatsak eta hauek suposatzen duten dirua alde batera utzi.

Energia kantitate handia gordetzeko sistemak ez daude gaur egun eskuragarri. Puntu onetan, iragarpenek garrantzia hartzen dute, zenbat energia sortuko den auresanez. Iragarpen hauek, zenbat energia emango den ideia edukitzeko balio dute, baina oraingoz, ez dira oso fidagarriak.

Egoera honetan, bi dira hobekuntzarako bide nagusiak. Alde batetik, predikzioak iragarpenak ahal diren hobekien egin behar dira, eta bestetik, zentral ekoizleak eregia gordetzeko ahalmena edukita (bateriak), iragarpenen akatsak saihestiko ditu eta sareak ez du ezer nabarituko. Hortaz, helburuetako bat, iragarpenak hobekien egokitzea izanen da, baterien tamaina gutxitzekotan.

Modu honetan, helburu orokorra, energia elektrikoa gordetzeko sistema baten ezarpena, ekonomikoki bideragarria den ikustea da, honek, iragarpenen akatsen etorkizuneko isuna hipotetikoak deuseztatzen baditu.

Terminologia garrantzitsua

- *Energia berriztagarriak*
- *Fotovoltaikoa*
- *Elektrizitate merkatua*
- *Desbiderapenen kostua*
- *Ekoiztutako energiaren iragarpena*
- *Iragarpenaren egokitzea*
- *Energia gordetzeko sistema*
- *Karga egoera*

ÍNDICE

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
LABURPENA	5
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABLAS	12
1) INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN	13
1.1) MERCADO ELÉCTRICO DE ESPAÑA	14
1.1.1) Mercado diario	14
1.1.2) Mercados a corto plazo	15
1.1.2.a) Mercado intradiario	15
1.1.2.b) Mercado de gestión de desvíos	16
1.1.2.b.1) Tipos de desvíos	17
1.1.2.b.2) Liquidación de desvíos	19
2) PENALIZACIONES POR DESVÍOS	22
3) OBJETIVO DEL PROYECTO	23
4) DATOS DE PARTIDA	24
5) CONSIDERACIONES PREVIAS	25
6) MÉTODOS DE AJUSTE DE LA CURVA DE PREDICCIÓN	27
6.1) MÉTODO Nº 1: FUNCIONAMIENTO SIN MODIFICACIÓN LA CURVA DE PREDICCIÓN	27
6.1.1) Funcionamiento del método	27
6.1.2) Días con problemas	28
6.1.3) Peores días y evolución anual	29
6.1.4) Determinación de la energía mínima de almacenamiento necesaria	32
6.2) MÉTODO Nº 2: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN CON ERROR EN POTENCIA	33
6.2.1) Funcionamiento del método	34
6.2.2) Día modelo	34
6.2.3) Peores días	35
6.2.4) Energía anual	37
6.3) Método nº 3: Modificación de la curva de predicción en base a la energía almacenada	38

6.3.1) Funcionamiento del método.....	38
6.3.2) Día modelo	39
6.3.3) Peores días	40
6.3.4) Evolución anual de la batería	42
6.4) MÉTODO Nº 4: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN EN BASE A ERROR EN POTENCIA Y LA ENERGÍA ALMACENADA.....	44
6.4.1) Funcionamiento del método.....	44
6.4.2) Día modelo	45
6.4.3) Peores días	46
6.4.4) Evolución anual de la batería	48
6.5) MÉTODO Nº 5: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN EN BASE A LA POTENCIA MEDIA Y LA ENERGÍA ALMACENADA	49
6.5.1) Funcionamiento del método.....	49
6.5.2) Día modelo	52
6.5.3) Peores días	53
6.5.4) Evolución anual de la batería	55
6.6) COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS 4 Y 5	56
6.6.1) Día modelo y energía anual	56
6.7) MÉTODO Nº 6: PREDICCIÓN EN BASE A PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO ANTERIOR	59
6.7.1) Funcionamiento del método.....	59
6.7.2) Día modelo y energía anual	60
6.8) COMPARATIVA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS	62
7) ANÁLISIS ECONÓMICO	64
8) CONCLUSIONES	66
8.1) ESTRATEGIAS DE CONTROL.....	66
8.2) ASPECTO ECONÓMICO.....	67
8.3) CONCLUSIONES GENERALES	68
9) LÍNEAS FUTURAS	69
REFERENCIAS.....	70
ANEXO: PROGRAMACIÓN CON MATLAB®	71
ANEXO I. ADECUACIÓN DE LOS DATOS INICIALES Y PRIMEROS DATOS DE INTERÉS (MÉTODO Nº1 FUNCIONAMIENTO SIN MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN)	71
ANEXO II. MÉTODOS 2,3,4,5,6 Y COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS 4 Y 5	74
ANEXO VIII. ANALISIS POST MODIFICACIÓN	88

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: REE</i>	
<i>Elaboración: energiasrenovablesinfo.com</i>	13
<i>Figura 2.2: Potencia de generación eléctrica en España según tecnología. Fuente: REE</i>	14
<i>Figura 2.3: Ejemplo de casación. Fuente: www.revista-anales.es</i>	15
<i>Figura 6.1: Diagrama de bloques para método nº1</i>	28
<i>Figura 6.2: Curva de producción (rojo) y predicción (azul) correspondientes al día 29/9/2014</i>	29
<i>Figura 6.3: Curva de producción y predicción correspondientes al día 5/2/2013 (mayor descarga método nº1)</i>	30
<i>Figura 6.4: Energía en la batería correspondiente al día 5/2/2013</i>	30
<i>Figura 6.5: Energía en la batería para el método nº1</i>	31
<i>Figura 6.6: Potencia de predicción ajustada ideal, potencia de generación y potencia de predicción sin modificar para el día 18/6/2014</i>	32
<i>Figura 6.7: Energía máxima en el primer intervalo correspondiente al día 18/6/2014</i>	33
<i>Figura 6.8: Diagrama de bloques para método nº2</i>	34
<i>Figura 6.9: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº2)</i>	35
<i>Figura 6.10: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/2/2014</i>	36
<i>Figura 6.11: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 26/12/2013</i>	36
<i>Figura 6.12: Energía en la batería en 2 años para métodos 1 y 2</i>	37
<i>Figura 6.13: Diagrama de bloques para método nº3</i>	38
<i>Figura 6.14: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº3)</i>	39
<i>Figura 6.15: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 21/1/2013 (máxima carga método nº3)</i>	41
<i>Figura 6.16: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº3)</i>	42
<i>Figura 6.17: Energía en la batería en 2 años para métodos 1, 2 y 3</i>	43
<i>Figura 6.18: Diagrama de bloques para método nº4</i>	44
<i>Figura 6.19: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº4)</i>	45
<i>Figura 6.20: Vista en detalle del inicio de los intervalos 3 y 6 respectivamente</i>	46
<i>Figura 6.21: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 21/1/2013 (máxima carga método nº4)</i>	46
<i>Figura 6.22: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº4)</i>	47
<i>Figura 6.23: Energía en la batería en 2 años para métodos 3 y 4</i>	48
<i>Figura 6.24: Diagrama de bloques para método nº5</i>	50
<i>Figura 6.25: Ejemplo gráfico de desplazamiento a 0 de la curva de predicción</i>	51
<i>Figura 6.26: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº5)</i>	52

<i>Figura 6.27: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 6/2/2013 (máxima carga método nº5)</i>	<i>53</i>
<i>Figura 6.28: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº5).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 6.29: Energía en la batería en 2 años para métodos 4 y 5</i>	<i>55</i>
<i>Figura 6.30: Comparativa de día modelo para métodos 4 y 5 respectivamente.</i>	<i>57</i>
<i>Figura 6.31: Día de ejemplo para la combinación de los métodos 4 y 5.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 6.32: Energía en la batería bianual para la combinación de los métodos 4 y 5.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 6.33: Diagrama de bloques para método nº6.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 6.34: Día de ejemplo para el método nº6.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 6.35: Energía en la batería bianual para el método nº6.....</i>	<i>60</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1: Tabla 1.-Horarios del mercado intradiario. Fuente: www.omie.es</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2.2: Desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2.3: Precios de desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2.4: Costes de desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 6.1: Comparativa métodos 1-5</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 6.2: Comparativa métodos combinación 4,5 y método nº 6</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 7.1: Análisis económico para baterías de litio y redox de vanadio para entornos favorables y desfavorables</i>	<i>65</i>

1) INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La energía solar fotovoltaica, es una de las energías con recurso renovable que más ha crecido en los últimos años en lo que respecta a potencia instalada. De seguir este crecimiento, en un futuro, cabe esperar que una parte significativa de la energía eléctrica se genere mediante esta tecnología.

A pesar de tratarse de un tipo de generación muy apta para un modelo de generación distribuida, en la actualidad, la mayoría de la potencia fotovoltaica instalada, se hace de manera centralizada, este tipo de generación es típico de las centrales convencionales. De este modo están los denominados parques solares, que son grandes agrupaciones de generadores fotovoltaicos que pueden llegar a las decenas incluso centenas de MW de potencia. En los últimos años, la potencia fotovoltaica instalada en España ha experimentado un fuerte crecimiento (hasta 2011). Al finalizar el año 2015 se situaba por encima de los 4.427MW de potencia instalada. Esta potencia, representa el 4,3% de la potencia total instalada del sistema eléctrico español. La energía solar fotovoltaica, es la segunda tecnología de generación eléctrica renovable (si no se tiene en cuenta la hidráulica), por detrás de la eólica que representa el 22,3% de la potencia del parque de generación.

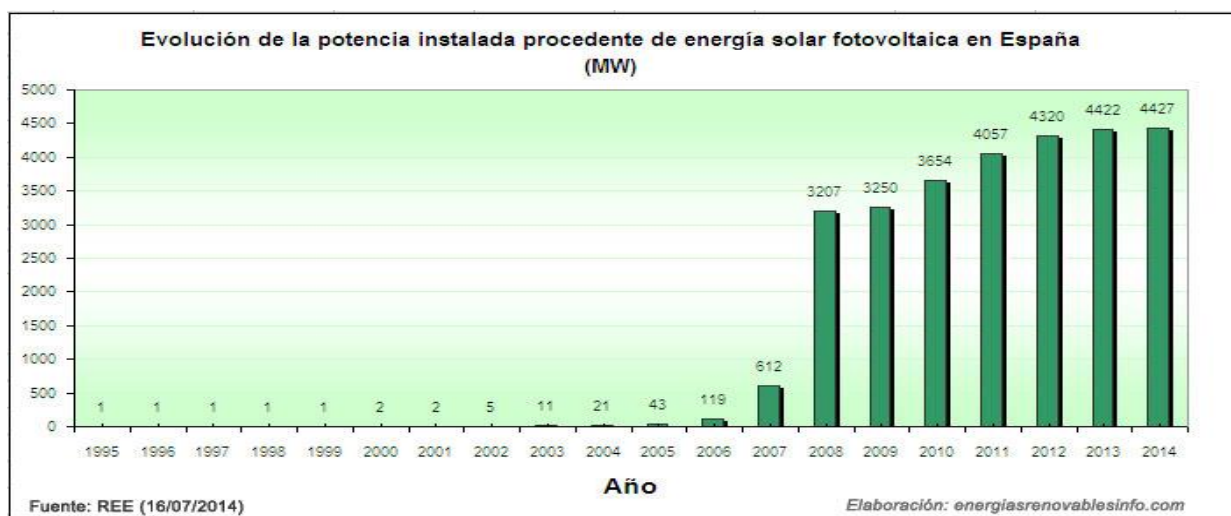


Figura 1.1: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: REE
Elaboración: energiasrenovablesinfo.com

Por su parte, la generación eólica, representa casi una cuarta parte de la potencia generadora que puede llegar instantáneamente a cubrir más del 50% de la demanda. Si a esto se le suma que el recurso eólico tiene una fuerte variabilidad, resulta indispensable trabajar con predicciones.

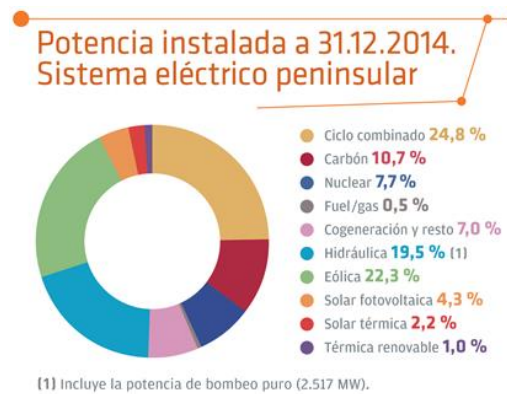


Figura 1.2: Potencia de generación eléctrica en España según tecnología. Fuente: REE

En el caso de la eólica, estas predicciones, aparte de permitir una mejor planificación del sistema, sirven para entrar en el mercado eléctrico como productor de energía. Para entender en base a qué y con qué requisitos o prioridades se realizan estas predicciones, es necesario saber a grandes rasgos cómo funciona el mercado eléctrico en España.

1.1) MERCADO ELÉCTRICO DE ESPAÑA

El mercado eléctrico español, engloba un conjunto de mercados en los que se realiza la compraventa de energía eléctrica. Se pueden diferenciar distintos tipos de mercado en función de los intervalos temporales en los que se den, algunos de ellos son el mercado a plazo, mercado diario y mercado intradiario.

1.1.1) Mercado diario

En este mercado, se realizan las transacciones de compra y venta de energía eléctrica correspondientes al día siguiente (día D). Los agentes de este mercado lo componen productores y consumidores de energía entre otros.

Las ofertas de venta de electricidad son realizadas por parte de los propios generadores y de las comercializadoras autorizadas. Todos los productores con una potencia superior de 50MW que no dispongan de contratos bilaterales físicos y que estén disponibles, deben presentar sus ofertas en el mercado. Los productores con una potencia inferior a 50MW pueden ofertar en los momentos que estimen apropiados. Por otra parte, las ofertas de compra se realizan por comercializadoras, comercializadoras de último recurso y por consumidores directos.

De este modo, los vendedores y los compradores ofertan las cantidades de energía que quieren (comprar o vender) y su precio. Estas ofertas, se realizan para las próximas 24h en intervalos horarios. Es decir, un productor o consumidor, puede realizar diferentes ofertas para cada hora. Las ofertas, deben presentarse antes de las 12:00 del día anterior (D-1).

Una vez realizadas las todas las ofertas, se procede a la casación. Esto consiste en cruzar las curvas de oferta y de demanda, para obtener la cantidad y el precio de casación que será el precio a la que será vendida la energía eléctrica. Este proceso se realiza para cada hora, obteniéndose como resultado un precio diferente de la electricidad para cada hora. En la siguiente imagen se muestra como se realiza (ordenando las ofertas de venta ascendentemente y las de compra descendentemente):

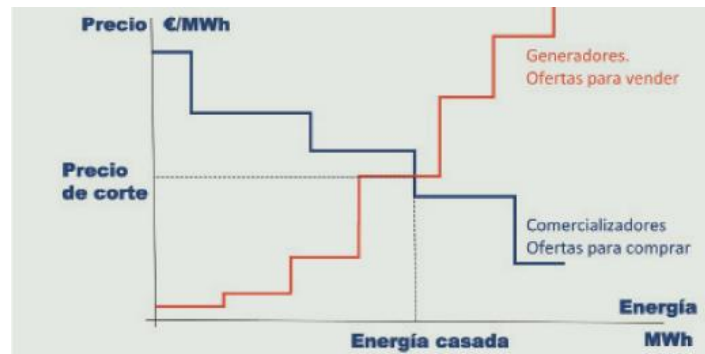


Figura 1.3: Ejemplo de casación. Fuente: www.revista-anales.es

Los productores de energía que necesiten o les interese vender toda su energía como pueden ser nucleares o eólica, realizarán ofertas a 0€/kWh, esperando que tras la casación el precio de la electricidad sea mayor. Habitualmente, el precio aumenta, sin embargo, en ocasiones el precio de casación puede llegar a ser de 0€/kWh. Una de las razones para que esto ocurra, por ejemplo, es cuando debido a grandes lluvias la hidráulica aumente su generación. Por su parte, los consumidores que quieran asegurarse de la compra de energía eléctrica, optarán por realizar ofertas más elevadas, esperando que se reduzca algo el precio tras la casación.

1.1.2) Mercados a corto plazo

Como su propio nombre indica, este tipo de mercados tienen lugar en un espacio de tiempo más próximos al despacho de energía que el mercado diario. Dentro de este bloque se encuentran mercados tales como el mercado intradiario, mercado de restricciones técnicas, mercado de servicios de regulación y el mercado de gestión de desvíos.

En lo relacionado con este con este proyecto, los mercados que cobran mayor relevancia son el mercado intradiario y el mercado de gestión de desvíos que se exponen a continuación.

1.1.2.a) Mercado intradiario

Este mercado, al igual que el mercado diario, es gestionado por el operador del sistema y la manera en que funciona es muy parecida. Tanto productores como consumidores hacen

ofertas de igual manera y se procede a la casación que determina el precio. Al tratarse de un mercado de ajustes, generalmente la cantidad de energía que entra en juego es menor y su principal característica es que se realiza en un tiempo más cercano al día de despacho en comparación al mercado diario. Otra diferencia respecto al mercado diario, es que en este caso no es obligatoria la realización de ofertas por parte de los productores.

Pese a la no obligatoriedad de las ofertas, los productores que quieran realizar ofertas, deben cumplir el requisito de haber casado una cantidad de energía para esa hora en el mercado diario.

El mercado intradiario cobra capital importancia para el tipo de tecnologías no gestionables como son las renovables. Habiendo casado prácticamente con total seguridad su energía en el mercado diario, a medida que se acerca la hora de despacho, sus predicciones son más exactas. Con mejores predicciones, hacen uso de este mercado para ajustar la energía que habían predicho anteriormente, con el objetivo de reducir al máximo las penalizaciones por desvíos.

Son seis las sesiones que componen este mercado, los intervalos horarios van desde las 3h hasta las 5h (cuatro intervalos de 4h uno de 5h y otro de 3h forman el día). Estos intervalos horarios, son de vital importancia puesto que marcarán los horizontes de predicción. En la siguiente tabla se muestran con más detalle las características de cada una de las sesiones y su duración:

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 1.1: Tabla 1.-Horarios del mercado intradiario. Fuente: www.omie.es

1.1.2.b) Mercado de gestión de desvíos

Este apartado, trata a cerca de los desvíos entre la energía vendida en el mercado y la que realmente se genera. Estos desvíos tenderán a ser pequeños o nulos para las centrales convencionales (en condiciones normales de funcionamiento), pero pueden no serlo para las renovables tales como eólica y fotovoltaica.

Como se ha venido comentando, para el caso de la energía solar fotovoltaica a diferencia de otras centrales convencionales, no se dispone de un recurso gestionable. Pese a que el recurso solar está, en la actualidad, muy estudiado en lo que respecta a la posición del sol para cada

día, lo que se podrían denominar perturbaciones atmosféricas, tales como nubes, lluvia, tormentas, etc., no están al mismo grado de exactitud (debido a la mayor complejidad de estas últimas). Visto de otro modo, si todos los días fuesen claros (ausencia de perturbaciones), las predicciones de generación solar serían extremadamente precisas debido al conocimiento que se tiene del sol.

Con información acerca de la irradiancia y de la temperatura ambiente, se puede estimar de manera precisa la potencia generada por un generador fotovoltaico. La manera de anticipar esta potencia, pasa por predecir estos valores de irradiancia y temperatura. La predicción de estas variables no será exacta en mayor o menor medida, obteniendo un error entre la predicción y la producción. Por tanto, se producirá un desvío en el mercado entre lo producción predicha y la realmente vendida. Así, en última instancia, otros generadores deberán compensar estos desvíos y los costes de estos repercutirán sobre los causantes del desvío.

Por ello, el objetivo de este mercado es solventar los posibles desvíos que se puedan generar. Aunque el resto de mercados estén enfocados a un equilibrio entre la generación y la demanda, al ser muy complicado lograrlo, este mercado actúa de manera más inmediata que el resto para subsanar los errores. Su intervalo de funcionamiento se da entre el cierre de una sesión y el inicio de otra.

Este mercado se puede ver como una protección ante los desvíos. En primer lugar estarían los mercados diarios e intradiarios, dirigidos a un entorno de equilibrio entre generación y demanda, a continuación entraría la generación de reserva y después, si el desvío supera los 300MW (hasta aquí actuaría la generación de reserva mediante la regulación secundaria y terciaria), vendría el mercado de gestión de desvíos.

1.1.2.b.1) Tipos de desvíos

Un desvío, se define como la diferencia entre la energía programada en el mercado y la energía que realmente se produce o se consume. Esta energía se corresponde a un periodo de una hora. Son dos los tipos de desvíos que se pueden dar:

- Desvío medido a subir: La producción medida en barras de la central es mayor a la programada en el mercado o el consumo medido en barras de la central es menor al programado. El sistema debe de reducir la producción.
- Desvío medido a bajar: La producción medida en barras de la central es inferior a la programada en el mercado o el consumo medido en barras de la central es mayor al programado. El sistema debe de aumentar la producción.

Para el caso concreto que se está tratando de una central fotovoltaica, se entenderá lo siguiente:

- Desvío medido a subir: La producción es mayor a la predicha y ofertada en el mercado. El sistema reducirá la potencia correspondiente al incremento de producción de la central mediante las energías de balance. Esta situación generará un 'derecho de cobro' por esa cantidad extra generada que no se había vendido en el mercado.
- Desvío medido a bajar: La producción es menor a la predicha y ofertada en el mercado. El sistema aumentará la potencia correspondiente al decremento de la producción de la central mediante las energías de balance. Esta circunstancia, producirá una 'obligación de pago' por el déficit de energía que sí se había vendido en el mercado.

De depender únicamente de esta característica, se podría pensar que sería más beneficioso confundirse haciendo una predicción a la baja, puesto que los ingresos serían los predichos y casados en el mercado, más los correspondientes al 'derecho de cobro'. Sin embargo, hay que tener en cuenta el factor de la 'necesidad neta de balance del sistema' (NNBS). Esta característica, evalúa los desvíos al nivel del sistema eléctrico en su conjunto y determina si la diferencia entre la producción programada y la real, favorece o no al sistema para una determinada hora.

De este modo, se pueden dar dos situaciones:

- $NNBS > 0$: Producción real < producción programada. Se necesita más generación.
- $NNBS < 0$: Producción real > producción programada. Se necesita menos generación.

Teniendo en cuenta los desvíos de la central generadora y la NNBS, se pueden dar 4 combinaciones. 2 de estas combinaciones resultarán a favor y otras dos en contra. A continuación se analizan estas 4 combinaciones dependiendo de si son favorables o contrarias al sistema:

- Desvío a favor: Este desvío, no perjudica al sistema general. Para una $NNBS > 0$ que implicaría una necesidad de generación, un desvío medido a subir, compensaría esta necesidad del sistema, puesto que la central produce más de lo programado. Para una $NNBS < 0$ que conlleva la necesidad de reducir la generación, un desvío medido a bajar, que significa que la central produce menos de lo programado, favorecería la necesidad del sistema de reducir la generación.
- Desvío en contra: Este desvío, perjudica las necesidades del sistema. Son los casos complementarios a los anteriores. Con una $NNBS > 0$, si el desvío medido

es a bajar, se tiene que el sistema necesita de más generación y el generador, da menos energía de la programada, aumentando más esa necesidad de generar. Con una $NNBS < 0$ y un desvío medido a subir, el generador produce más energía que la programada cuando el sistema necesita disminuir la generación, aumentando esa necesidad de disminución.

La próxima tabla, resume las combinaciones que determinan si los desvíos son a favor o en contra del sistema:

DESVÍOS A FAVOR O EN CONTRA DEL SISTEMA		DESVÍOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	Desvío a favor	Desvío en contra
	< 0 (necesita menor producción)	Desvío en contra	Desvío a favor

Tabla 1.2: Desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]

Con todo lo expuesto hasta el momento, se puede entender, que gracias al mercado intradiario, se pueden mejorar las predicciones. Sin embargo, en la realidad resultara prácticamente imposible eliminar los desvíos, o lo que es lo mismo, realizar una predicción perfecta. Estos desvíos, a su vez, favorecerán o perjudicarán al sistema, siendo una característica que resulta complicada de controlar o tener en cuenta.

1.1.2.b.2) Liquidación de desvíos

El sistema corrige los desvíos con la utilización de energías de balance. El uso de estas energías debe de recompensarse económicamente. Para ver las repercusiones económicas de los desvíos sobre una central generadora se definen los conceptos precio y coste del desvío:

- Precio del desvío: Corresponde al precio de hacer uso de las energías de balance. Este precio (PMD) se obtiene de manera parecida al precio de casación para cada hora. El precio del desvío dependerá de si el desvío medido es a subir (PDS) o a bajar (PDB).
- Coste del desvío: Se define como la diferencia en valor absoluto del precio del desvío y el PMD. Al tener dos tipos de desvíos, se generan los costes referidos al desvío de subida (CDS) y al de bajada (CBS).

Independientemente de si el desvío se realiza a favor o en contra del sistema, la central tiene el:

- Derecho de cobro: Cuando se produce un desvío medido a subir. La central generadora, tiene derecho de cobrar esa energía de más que ha producido que no se le había pagado en el mercado.
- Obligación de pago: Al producirse un desvío medido a subir. La central debe pagar por su déficit de energía generada que si se le había pagado en el mercado.

Ahora bien, a pesar de disponer de esos derechos u obligaciones, los precios de estos, dependerán de las necesidades del sistema (NNBS). En la próxima tabla, se muestran los precios de los desvíos teniendo en cuenta la NNBS. En verde se muestran desvíos a favor del sistema y en rojo los desvíos en contra.

PRECIO DE LOS DESVÍOS		DESVÍOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	PDS = PMD	PDB > PMD
	< 0 (necesita menor producción)	PDS < PMD	PDB = PMD

Tabla 1.3: Precios de desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]

Se procede de la misma manera para el caso de los costes teniendo en cuenta el tipo de desvío y la necesidad del sistema:

COSTE DE LOS DESVÍOS		DESVÍOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	0	PDB – PMD
	< 0 (necesita menor producción)	PMD – PDS	0

Tabla 1.4: Costes de desvíos a favor y en contra del sistema. Fuente[1]

Como resumen de este apartado, se explica detalladamente cada una de las combinaciones posibles:

- $NNBS > 0$ con un desvío a subir: El sistema necesita una mayor generación y el generador produce más de lo programado. Este desvío favorece al sistema, el precio del desvío PDS es igual que el PMD y por tanto el coste es 0. El generador, cobrará la energía a precio de mercado, es decir, cobrará la misma cantidad que recibirá realizando una predicción perfecta puesto que toda la energía la vende a precio de mercado.
- $NNBS > 0$ con un desvío a bajar: El sistema necesita una mayor generación y el generador produce menos de lo programado. Este desvío va en contra de las necesidades del sistema. El precio del desvío PDB es mayor que el PMD y por tanto el coste es $PDB - PMD$. El generador pagará este coste por desvíos más el precio correspondiente a la energía que no ha generado. Esta suma es en definitiva el PDB.
- $NNBS < 0$ con un desvío a bajar: El sistema necesita reducir la generación y el generador produce menos de lo programado. Este desvío favorece al sistema. El precio del desvío PDB es igual al PMD y por tanto el coste es 0. El generador, pagará la energía a precio de mercado (que anteriormente se le había pagado pero que no la ha generado) con lo que cobra por todo lo que ha generado,
- $NNBS < 0$ con un desvío a subir: El sistema necesita reducir la generación y el generador produce más de lo programado. El desvío perjudica al sistema. El precio del desvío PDS es menor que el PMD y por lo tanto el coste del desvío es $PMD - PDS$. Este coste significa que la central recibirá un precio inferior al precio de mercado por esta cantidad extra de energía generada.

Visto todo desde una perspectiva más general, se puede entender que si los desvíos se realizan a favor, el sistema los 'perdona', pagando exactamente la energía producida al precio de mercado. Esto se daría también para el caso de una predicción perfecta. Sin embargo, si los desvíos van en contra, el sistema los penalizará y se pueden dar dos situaciones. Por una parte, si el desvío es a bajar, este desvío conllevará un coste aparte de tener que devolver el precio de la energía no producida. Por otra parte si el desvío es a subir, su coste será una menor retribución por esa energía de más. Para ambos casos, estos costes representan el coste por haber fallado en la predicción.

2) PENALIZACIONES POR DESVÍOS

En este apartado, se va a presentar la penalización por desvíos que recibiría la planta solar fotovoltaica solar en cuestión, simulando que participase en el mercado en las mismas condiciones que el resto de generadores convencionales.

Destacar, que los datos de partida que se van a utilizar a lo largo de esta apartado, son es parte del resultado realizado en otro proyecto anterior[1] en el que se simuló, partiendo de los mismos datos de partida que en el presente proyecto, como serían entre otros, los costes por desvíos de esta misma central fotovoltaica.

Es importante tener en cuenta, que los datos obtenidos, fueron simulados en base a datos reales de un periodo de 2 años, teniendo datos considerados válidos para 596 días.

Se tomarán y calcularán datos, para el peor caso y el mejor caso

Un dato interesante, es el valor que debe de pagar por desvíos la central al día. Es decir, el coste diario medio por desviaciones CDMD.

$$CDMD = \frac{CDT}{n^{\circ} \text{ de días}}$$

CTD: costes totales por los desvíos

Para el mejor de los casos, el caso óptimo, se tiene un coste diario medio debido a los desvíos de 356,17€/día.

Para el peor de los casos el resultado es de 723,39€/día.

Interpolando los datos obtenidos, se tiene que el coste anual es de 130.000€/año y 264.000€/año para el mejor y el peor caso respectivamente.

Otro dato interesante, es ver el coste por MWh de predicción fallada CPF.

$$CPF = \frac{CDT}{|E_{T,predicha} - E_{T,producida}|}$$

-E_{T,Predicha}: energía total predicha

- E_{T,Producida}: energía total producida

Este coste, es de 42,33€/MWh para el mejor caso y de 9.01€/MWh para el peor caso. Este resultado indica, que aunque la energía fallada sea menor, los costes por unidad de energía fallada pueden ser superiores.

Al haber tanta diferencia, es necesario repetir el cálculo para el resto de escenarios que se tuvieron en cuenta en el proyecto[1] y se hará la media con los valores más representativos, para tener una referencia de este coste. El coste medio por energía fallada es de 20,34€/MWh. Este coste se usará como referencia, ya que para cada caso en concreto es diferente, puesto que un mismo error en el cálculo de la energía puede suponer un coste nulo (si va en favor del sistema) o no (si va en contra del sistema).

3) OBJETIVO DEL PROYECTO

Este apartado tiene como objetivo asentar las bases y aspiraciones del proyecto, comentando lo que va a realizarse en los siguientes apartados.

Como se ha dicho anteriormente, en el caso concreto que se está tratando, una central fotovoltaica no es capaz de producir electricidad de la manera que lo hacen otro tipo de centrales convencionales.

Para asemejarse más a una central convencional, es necesario predecir lo que se va a generar. Para esto, es necesario hacer una predicción a cerca del recurso que habrá.

Bajo la tesis de que la energía fotovoltaica participa en el sistema como cualquier productor de energía eléctrica, es necesario conocer a grandes rasgos el funcionamiento del mercado eléctrico español.

Para participar en el mercado, es necesario acudir al mercado diario. Una vez habiendo ofertado en el mercado diario y habiendo casado energía en el (esto es condición necesaria), existe la posibilidad de participar en el mercado intradiario (no es obligatorio). Este mercado permite ajustar la predicción con un horizonte más cercano del despacho de energía.

Partiendo de las simulaciones para distintos escenarios realizadas en el proyecto anterior[1], se toman los datos de penalizaciones bianuales para el mejor y peor caso. También se toma el dato del coste medio por energía (en €/MWh) de los errores de predicción, haciendo un promedio para los diferentes escenarios de ese proyecto[1].

Aquí es donde viene el grueso del actual proyecto. En primer lugar, Simulando el sistema donde la potencia de predicción sea igual a la inyectada a red (donde el error de predicción será igual a 0), se obtendrá el valor de la capacidad necesaria para este propósito. En segundo lugar, con el objetivo de reducir la capacidad de la batería, se aprovechará el mercado intradiario, donde se realizarán modificaciones en la predicción, con el fin de acercarse más a la realidad (se intentará reducir la diferencia entre la energía predicha y producida).

Este almacenamiento, servirá para que en todo momento, la red vea la potencia de predicción. El sistema de almacenamiento, soportará el peso de los errores, entregando potencia cuando la predicción sea mayor que la producción y absorbiendo potencia cuando la predicción sea menor que la generación. De esta manera, se reducirán completamente las penalizaciones por desvíos.

Se evaluarán distintas posibilidades de modificar la predicción analizando sus pros y contras y en última instancia se hará un breve estudio acerca de si sale rentable o no colocar el sistema de almacenamiento para reducir completamente los errores.

4) DATOS DE PARTIDA

La central con la que se trabajará a lo largo de este trabajo, se trata de la central fotovoltaica que está situada en Moura (Portugal) y propiedad de Acciona Energía.

Con alrededor de 40MW de potencia nominal, esta central fue en el momento de su construcción (2008) la mayor central del mundo de este tipo, aunque en la actualidad las hay mucho mayores que superan incluso los 800MW[5].

Los 2.520 seguidores que conforman esta central, ocupan un terreno de 250 hectáreas y son capaces de suministrar la energía equivalente para 30.000 hogares portugueses.

En la siguiente imagen se muestra la central de Moura:



Figura 4: Parque solar fotovoltaico de Moura. Fuente: ecoclimatico.com

Como punto de partida, por una parte, se tienen los datos medidos cada 5 segundos de potencia real que genera la planta solar fotovoltaica. Por otra parte, se tienen también los datos para cada 5 segundos de predicción. Con este intervalo entre datos, se tienen 17280 valores diarios que componen la curva tanto de producción como de generación.

Estos datos, son datos reales correspondientes a la central fotovoltaica, previamente presentada y corresponden al periodo que va desde el día 1/10/2012 hasta el día 29/9/2014.

Al tratarse de datos reales, se tienen días en los que los datos de producción o de predicción son parciales (es decir, los datos corresponden a pocas horas del día o incluso menos que no reflejan la realidad), días en los que teniendo datos de producción no se disponen de los de predicción (y viceversa) o directamente días en los que no se dispone de ninguna de las dos curvas.

Así pues, se disponen de 534 días de datos completos (tanto de la curva de generación como de predicción) que representan el 73,15% de los días de dos años, siendo una cantidad de datos que se puede considerar representativa.

En la siguiente figura se muestran las curvas de predicción y de generación que se usarán como día de ejemplo a lo largo de este trabajo:

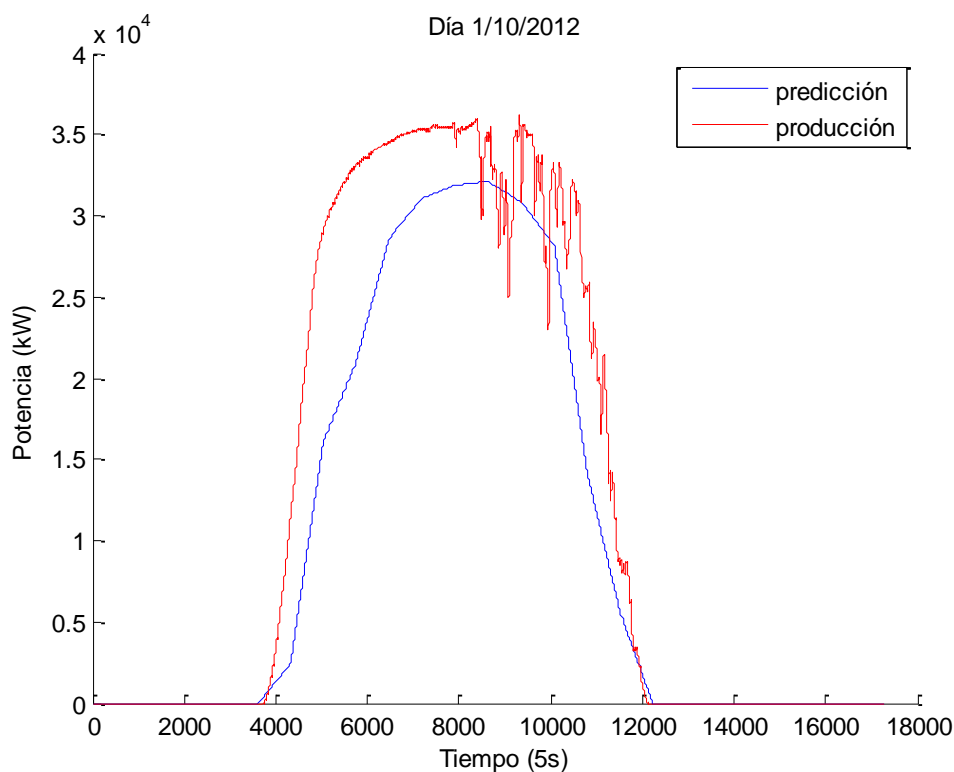


Figura 4: Curva de producción y predicción correspondientes al día 1/10/2012

5) CONSIDERACIONES PREVIAS

Antes de empezar a analizar los diferentes métodos, hay que tener en cuenta diversas consideraciones acerca del funcionamiento que se llevará a lo largo de estos.

Como ya se ha comentado, pasado el mercado diario, se puede ofertar en el mercado intradiario. Se puede decir, que las ofertas en el mercado intradiario, son de alguna manera, las últimas ofertas que se puedan realizar y las que se tendrán en cuenta cuando lleguen las penalizaciones por desvíos.

De tener un error grande entre la predicción y producción y como consecuencia, necesitar un elevado almacenamiento (se ve en el *apartado 7.1*), se podrá aprovechar el mercado intradiario para modificar la predicción y así optimizar el tamaño de la batería. Esto se verá a partir del *apartado 7.2* en adelante.

El intervalo entre sesiones del mercado intradiario varia de 3h a 5h, la consecuencia de esto, es que las predicciones deberán variar en su horizonte de predicción mínimo (de 3h a 5h). Para mayor simplicidad, los intervalos en los que se modificará la predicción en los métodos que se verán, serán todos de 3h. Es decir, partiendo de las 00:00h cada 3h se podrá modificar la predicción. Es como si el mercado intradiario tuviese 8 sesiones separada cada una de ellas 3h (esto no ocurre en el mercado actual). Para mayor claridad, en las diferentes gráficas que se vayan mostrando, se representarían rectas verticales para cada periodo 3 horario.

Por otra parte, la potencia en la batería dependerá de las diferencias entre la producción real y la predicción. Su objetivo es que la red no vea ningún error y para ello absorberá energía cuando se subestime la producción y entregará cuando se sobrestime la producción. En este proceso, no se tendrá en cuenta el rendimiento del ciclo de carga y descarga de la batería. De este modo, toda la energía que se genere de más respecto de la predicción se almacenará y toda la que se necesite (por que se ha predicho de más) provendrá de la batería, sin ningún tipo de pérdidas en ambos procesos.

Respecto las modificaciones que se realizarán cada 3h, estas serán instantáneas, es decir el cambio en la predicción será brusco. Por ejemplo, si la planta generadora está dando una potencia de 20MW al final del intervalo de 3h y el algoritmo de modificación calcula que son necesarios 40MW de producción al inicio del siguiente intervalo, el sistema pasará instantáneamente a entregar a la red esta potencia. En la realidad es muy probable que estos cambios instantáneos no se puedan dar y el cambio de la potencia se dé de manera gradual y rampeada debido a limitaciones técnicas del sistema de almacenamiento o inclusive de los propios generadores fotovoltaicos de la planta.

Para los métodos en los que se apliquen modificaciones a la predicción, la predicción modificada, estará limitada a la potencia máxima que haya dado la central en los 2 años de los que se tienen datos. Este valor ronda los 37MW

Con el objetivo de no producirse grandes picos de descarga al atardecer, si la predicción original es igual a 0 y el tiempo es mayor a 11.00 (las 15:30 aprox.) la predicción modificada será automáticamente 0.

En el caso de que al final del día se tenga la batería cargada (y si el método se considera relativamente bueno), esta energía será suministrada a la red de manera constante. Esta medida, tiene dos aspectos positivos. Por una parte, se consigue recuperar el SOC de la batería completamente. Esto es interesante, puesto que lo que se buscará mediante los ajustes es acercarnos lo máximo posible a este valor a fin de necesitar una batería lo menor posible. Por otra parte, esta energía, ayuda al sistema puesto que en los momentos finales del día es donde se produce la disminución de toda la energía fotovoltaica de manera relativamente rápida, a la vez que el consumo aumenta. Estos dos factores hacen que sea necesaria una generación que actúe en poco tiempo (como turbinas de gas) que en algunos casos es difícil de conseguir.

Para finalizar este apartado, aclarar, que cuando se hable de potencia de predicción, se hará referencia a la potencia de red. Esta potencia de red es la que realmente estará viendo la red que entrega la central. Esto se da por el hecho de contar con las baterías, sino, como es lógico, la red vería la potencia de generación real y no la predicha.

6) MÉTODOS DE AJUSTE DE LA CURVA DE PREDICCIÓN

Como ya se ha comentado, para objetivo de reducir lo máximo posible la capacidad de almacenamiento del sistema, se ha de procurar que la diferencia entre las curvas de producción y de predicción estén lo más cercanas posible. Si la energía necesaria es demasiado elevada para el funcionamiento con la predicción original (*apartado 7.1*), para hacer que las curvas sean lo más similares posibles, se realizarán, aprovechando el mercado intradiario, modificaciones en la predicción (*apartado 7.2* y siguientes).

A lo largo de este capítulo, se valorarán y analizarán diferentes métodos para el ajuste de la potencia de predicción, valorando sus pros y contras. En la mayoría de ellos, se seguirá un esquema común, se empezará explicando cualitativamente el sistema, se continuará por mostrar el día modelo, se seguirá por ver los días en los que peor funciona el método y se finalizará analizando la evolución de la batería a lo largo de los 2 años, acompañando de unas conclusiones a cerca del método en particular.

6.1) MÉTODO Nº 1: FUNCIONAMIENTO SIN MODIFICACIÓN LA CURVA DE PREDICCIÓN

En primer lugar, se evaluará el sistema con la curva de predicción original. No se realizará ninguna modificación sobre la curva de predicción.

6.1.1) Funcionamiento del método

En este modo de operación, la potencia que la central inyectará a red, será la potencia de previsión.

Evidentemente, la potencia de predicción, a menudo, no coincidirá con la potencia de producción real, por lo que el sistema de almacenamiento, se encargará de almacenar o verter potencia a la red en función de cual sea la diferencia entre predicción y producción real.

Al contar con este sistema de almacenamiento, la red no verá fluctuaciones imprevistas ni variaciones respecto a la previsión (asumiendo que el sistema de almacenamiento sea lo suficientemente grande como para ello).

La potencia de la batería, se definirá como la diferencia entre la predicción y la producción. De esta manera, una potencia negativa ($\text{predicción} < \text{producción}$), hará que la batería se cargue y una potencia positiva ($\text{predicción} > \text{producción}$), hará que la batería se descargue.

En la siguiente figura se muestra el funcionamiento de este sistema:

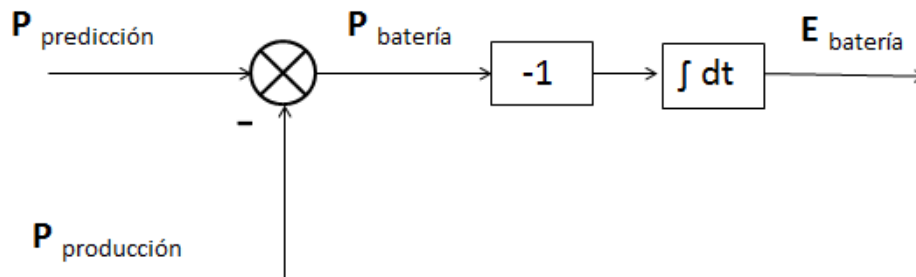


Figura 6.1: Diagrama de bloques para método n°1

Como se mostrará más adelante, este esquema, formara parte de los siguientes métodos que se aplicarán a sistemas que cuenten con almacenamiento.

Se puede anticipar, que cuanto mejor sea la predicción, las diferencias entre predicción y producción serán más pequeñas y por lo tanto, la batería necesaria será menor.

6.1.2) Días con problemas

Como primer paso en el análisis de este modo de funcionamiento, se verá el error máximo diario que se produce en energía a lo largo de los días de estudio.

El error máximo en energía se da para el día 29 de septiembre de 2014. A continuación se muestra la gráfica de potencia:

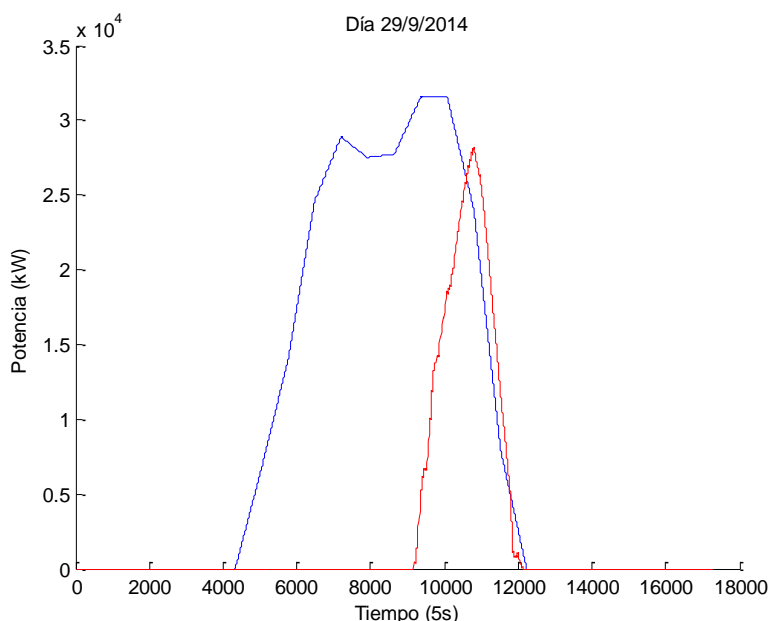


Figura 6.2: Curva de producción (rojo) y predicción (azul) correspondientes al día 29/9/2014

Si se analiza con detenimiento lo que ocurre con la generación, resulta curioso que la generación sea nula hasta pasado el mediodía y que a partir de ahí crezca gradualmente hasta que en el final del día se siga el patrón de generación de un día común y coincidiendo con la predicción original relativamente bien.

Si a este rápido análisis se le añade que en condiciones de nubosidad o incluso lluvia, los paneles fotovoltaicos son capaces de generar debido a la radiación difusa, se puede decir con bastante seguridad de que este día hubo alguna parada en la central debido a mantenimiento, incidencias en la red o alguna otra causa. La pendiente creciente en la generación que se da, es típica de una generación que se introduce a la red de forma gradual para no provocar desequilibrios.

Teniendo en cuenta todo esto, se puede decir que la predicción original probablemente hubiese sido mejor de no haber ocurrido ningún percance y por lo tanto no se tendrá en cuenta este día.

6.1.3) Peores días y evolución anual

A continuación se muestra el día con mayor energía en la batería:

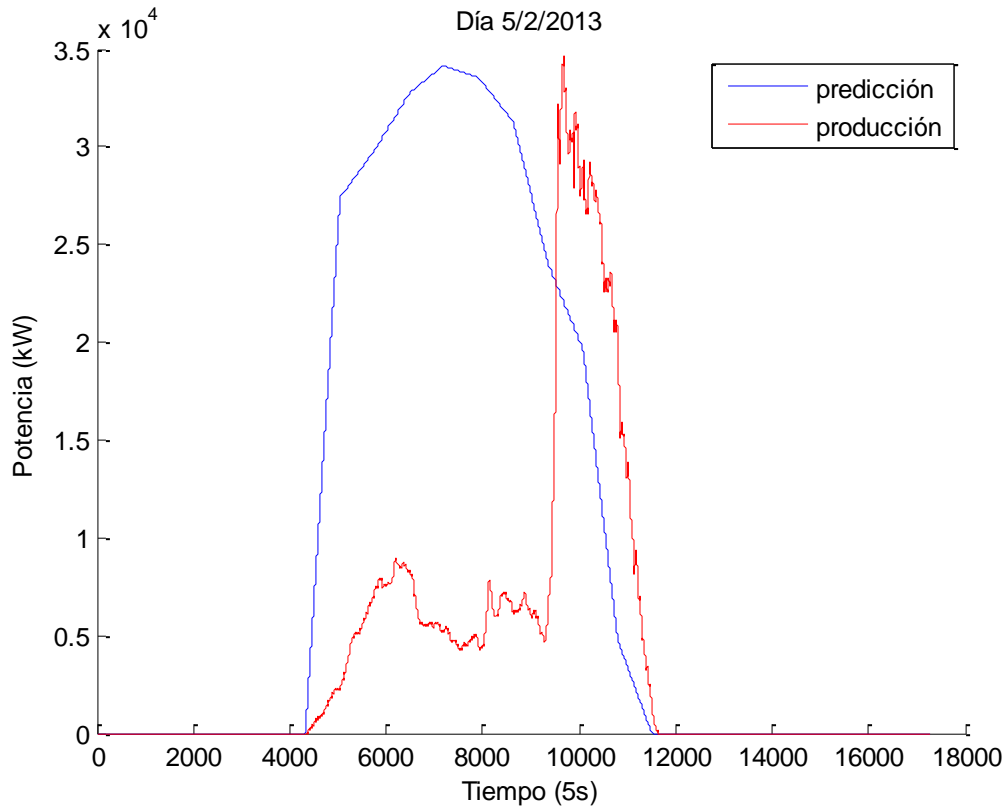


Figura 6.3: Curva de producción y predicción correspondientes al día 5/2/2013 (mayor descarga método nº1)

A pesar de guardar ciertas similitudes con la *Figura 7.2* en este caso, puede verse una generación correspondiente a un día mayormente nublado y con un final del día despejado.

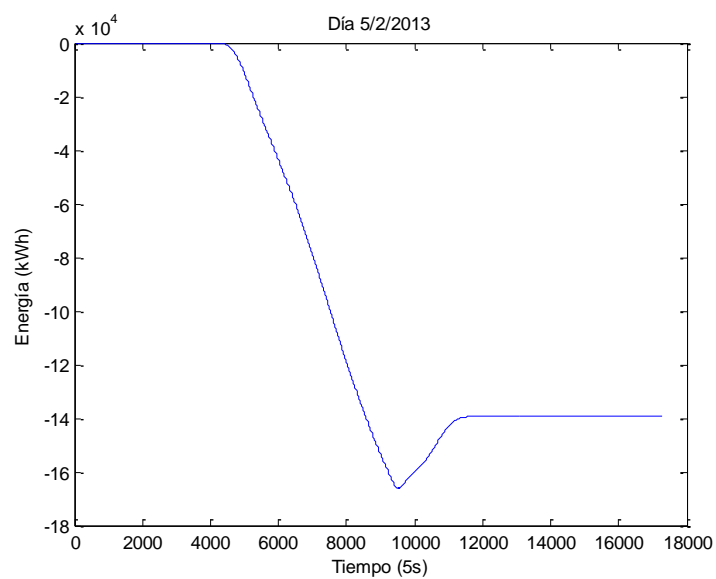


Figura 6.4: Energía en la batería correspondiente al día 5/2/2013

El pico de descarga que se da es de 166,3MWh que equivale a 4,16h de almacenamiento. Al tratarse del día con mayor error en energía, esta capacidad será la mínima necesaria para reducir a 0 los desvíos con respecto de la predicción.

Por otra parte, se simulará la energía en la batería a lo largo de los 2 años. El resultado aparece en la siguiente figura:

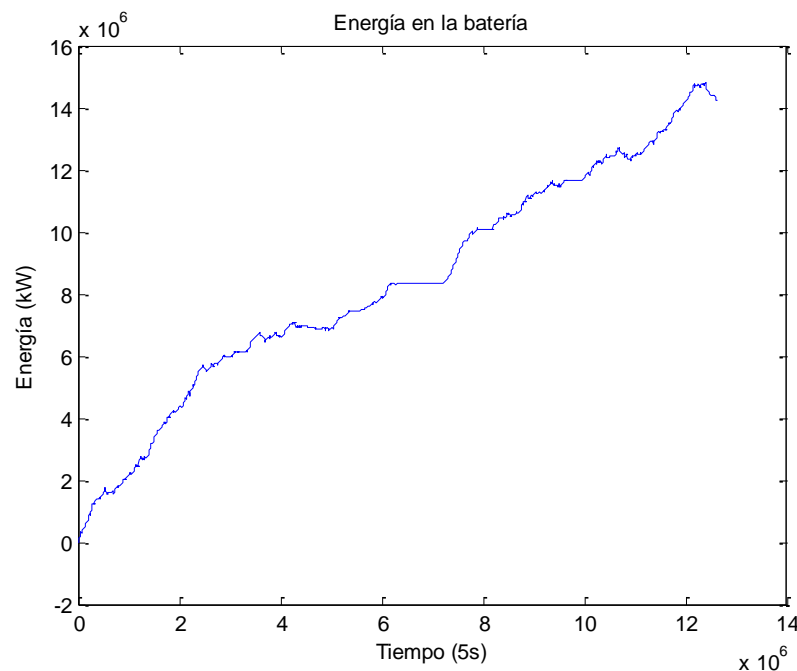


Figura 6.5: Energía en la batería para el método nº1

Como se observa, la energía en la batería tiene una clara tendencia creciente. Esto quiere decir que la potencia de previsión es normalmente menor a la que realmente se produce, de modo que ese excedente energético se almacena en la batería.

Por otra parte, esta tendencia creciente, hace que la capacidad de almacenamiento tienda a aumentar de manera indefinida a lo largo de los años, lo cual supone un problema ya que no se tiene ningún control respecto la energía en la batería. Únicamente en 2 años, la energía almacenada es superior a los 14 GWh. Siendo este valor totalmente desorbitado.

Teniendo una tendencia tan al alza, se puede pensar que con un almacenamiento relativamente pequeño, a pesar de que la batería permaneciese la mayor parte del tiempo al 100% de su capacidad, se podría hacer que la central inyectase la potencia de previsión. Sin embargo esto no es así puesto que cuando se tiene la batería totalmente cargada (o descargada) se pierde la capacidad de inyectar la potencia de predicción en caso de que se siguiera con la tendencia de carga.

Otro dato que se puede sacar de esta simulación, es la máxima energía de error en el primer intervalo de producción del día (intervalo de generación en el amanecer), de este modo, en caso de ajustar la previsión de manera perfecta a partir de este primer intervalo, se obtendrá

la mínima energía de almacenamiento necesaria. Dicho de otro modo, es como si a partir del primer intervalo, se calculase exactamente la producción que va haber desde ese punto teniendo un error entre predicción y producción igual a 0, sin embargo, el error en el amanecer se debería de compensar con el sistema de almacenamiento.

6.1.4) Determinación de la energía mínima de almacenamiento necesaria

Buscando el valor máximo de entre las energías de la batería diarias para el intervalo de 3:00-6:00 se tiene un valor de 45,89MWh (de descarga) para la batería necesaria, que equivale a 1,15h de almacenamiento. Recaltar, que este almacenamiento sería la máxima aspiración para un método de ajuste de la predicción.

Este error máximo se da para el día 18 de Junio de 2014. En la figura que viene a continuación se muestra por una parte la hipotética curva predicción que anticiparía perfectamente la producción a partir de la hora 6 y por otra parte están las curvas correspondientes a la producción y predicción original:

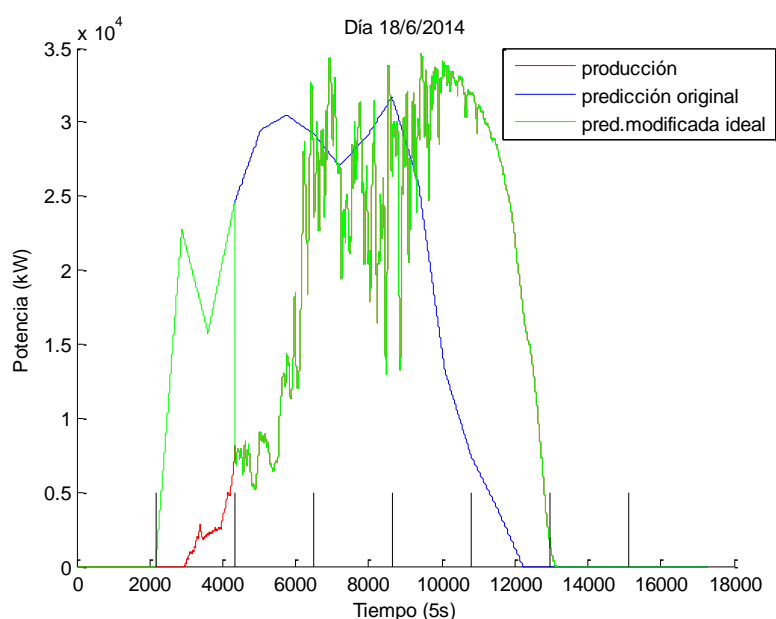


Figura 6.6: Potencia de predicción ajustada ideal, potencia de generación y potencia de predicción sin modificar para el día 18/6/2014

Remarcar, que en la figura previa, la curva de predicción ajustada (verde) coincide con la curva de predicción sin modificar (azul) en primer tramo (hasta un tiempo de 4320, 6 de la mañana)

y a partir de ese punto, la curva de predicción ajustada se solapa a la curva de producción real (rojo).

En la próxima gráfica, se muestra la energía para el mayor error en energía en el primer intervalo del día o amanecer:

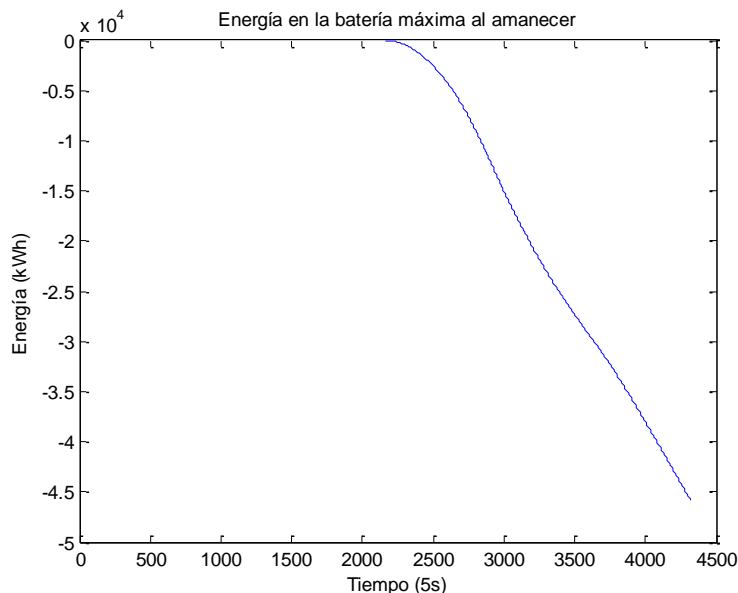


Figura 6.7: Energía máxima en el primer intervalo correspondiente al día 18/6/2014

Como resumen de este apartado, se puede concluir que la predicción no es lo suficientemente precisa y que tiene una tendencia a subestimar la producción. Por otra parte se acota el valor máximo y mínimo que se pueda obtener para este sistema que se sitúa entre los 45,89MWh y los 166,3MWh.

6.2) MÉTODO Nº 2: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN CON ERROR EN POTENCIA

Como primera opción a la hora de modificar la curva de predicción se utilizará este método. El método consiste en modificar la curva de predicción al final de cada intervalo del mercado intradiario, haciendo que la predicción coincida con la producción, de modo que el siguiente intervalo tenga como punto de partida el punto real de producción. Visto de otra forma, al acabar un intervalo, se verá el error entre la potencia de predicción y la de producción (que es el mismo valor que la potencia en la batería por su propia definición) y se le restará ese valor a los valores de predicción del próximo intervalo.

6.2.1) Funcionamiento del método

El funcionamiento y objetivo de la batería es el mismo que en el método anterior y seguirá siendo igual a lo largo de todos los métodos que se simularán, que como ya se ha comentado, es el de absorber la potencia en los desvíos entre predicción y producción para que la red vea únicamente la potencia predicha.

Por ejemplo, si al final de un intervalo se tiene una potencia en la batería negativa (predicción < producción), se le restará este valor negativo (restar valor negativo = sumar) a la predicción para el intervalo siguiente.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de bloques para este método:

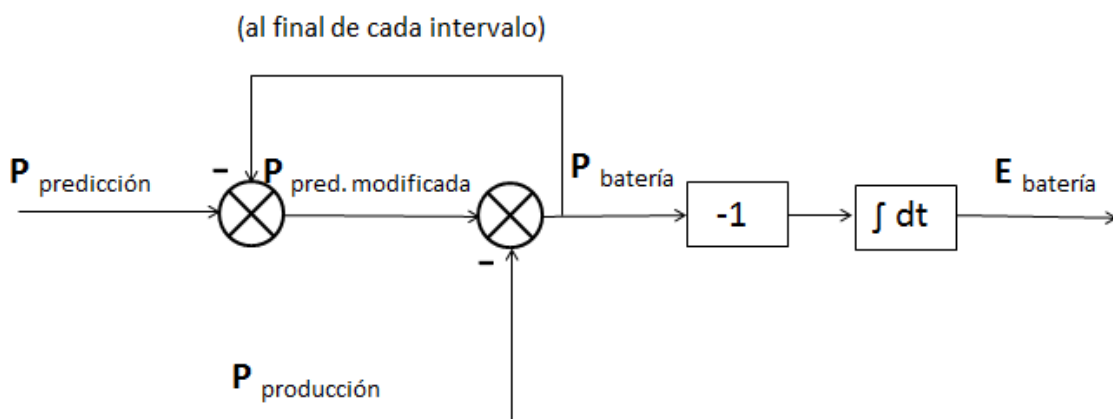


Figura 6.8: Diagrama de bloques para método n°2

Para el final de un intervalo donde el tiempo sea igual a 't' la predicción modificada para el próximo intervalo 't+1' → 't+i' siendo 'i' la cantidad de datos de predicción por intervalo, la función de la predicción modificada queda de la siguiente manera:

$$P_{\text{predicción modificada}}_{t+1 \rightarrow t+i} = P_{\text{predicción}}_{t+1 \rightarrow t+i} - P_{\text{batería}}(t)$$

6.2.2) Día modelo

En la siguiente figura se aparecen las curvas de predicción, predicción modificada y producción para el primer día de datos:

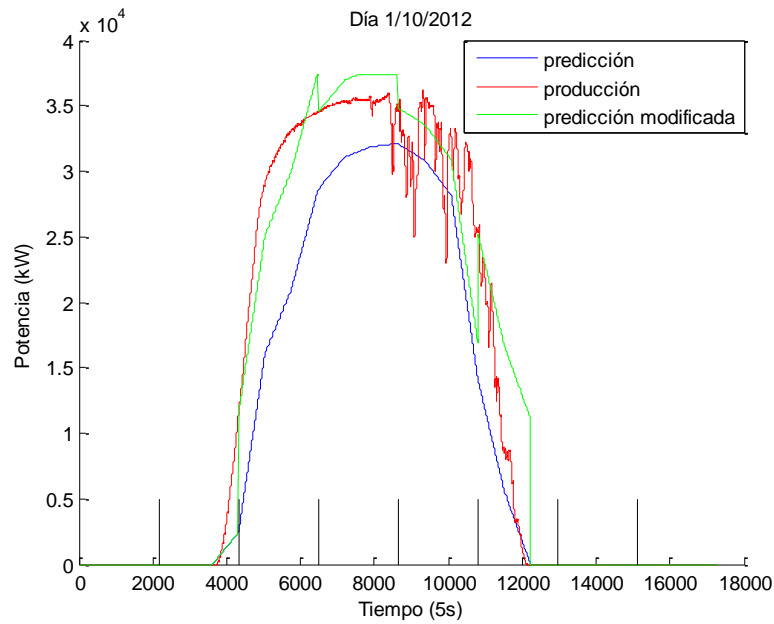


Figura 6.9: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº2)

En la figura anterior, se aprecia como al final de cada intervalo la curva de predicción modificada se hace coincidir con la curva de producción mientras sigue con la forma (en cada intervalo) de la curva de predicción original.

Como se puede apreciar, la curva de predicción modificada se acerca más a la producción real. Sin embargo, es necesario analizar los peores días para ver la validez del método empleado.

6.2.3) Peores días

En las siguientes gráficas, se muestran los días en los que se producen mayores errores en energía en un intervalo:

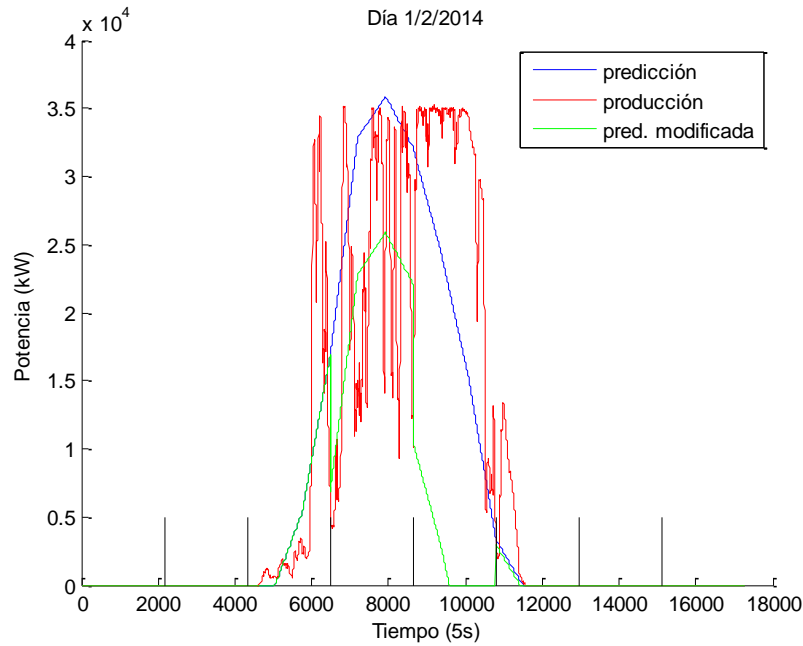


Figura 6.10: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/2/2014

Como se ve, en la segunda mitad del día, debido a perturbaciones en el recurso, al finalizar el cuarto intervalo, la producción coincide cerca de un mínimo que hace que la predicción modificada caiga notablemente durante el próximo intervalo, mientras la planta genera una potencia cercana a la nominal. Se produce un pico de carga de 81MWh.

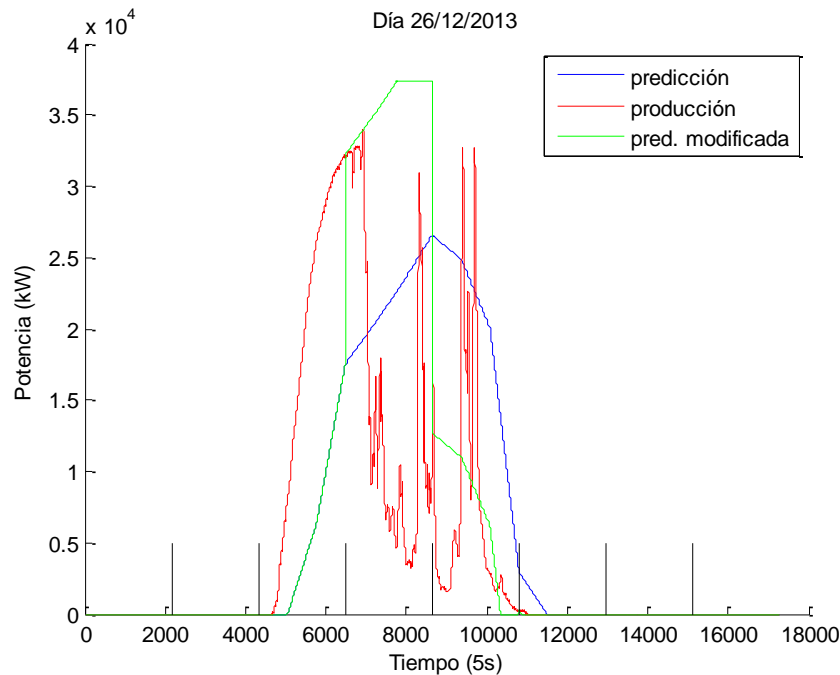


Figura 6.11: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 26/12/2013

En este caso, el final del tercer intervalo coincide poco antes de que se dé una brusca bajada en el recurso, produciéndose un gran error durante el próximo intervalo. El pico de descarga alcanza los 61MWh.

6.2.4) Energía anual

Otra manera de comprobar si el método mejora o empeora respecto al funcionamiento en base a la predicción original, es ver la evolución de la energía en la batería a lo largo de los años. A continuación se muestra la comparativa entre los dos métodos vistos hasta el momento:

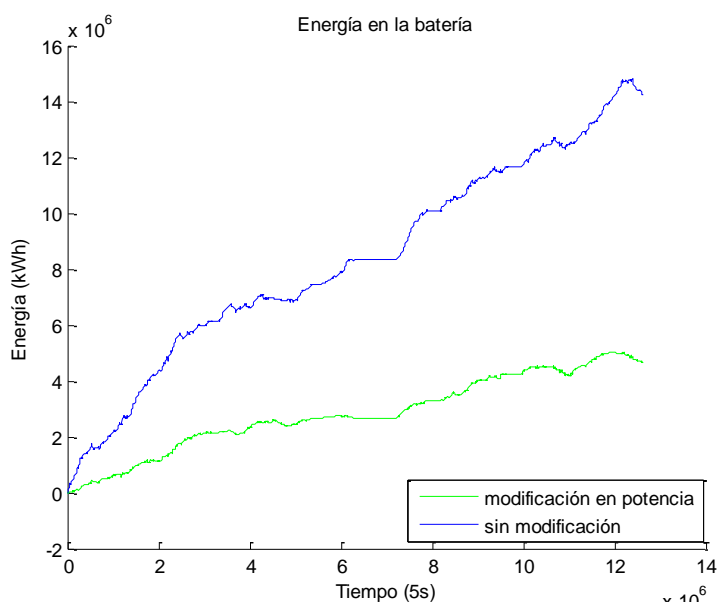


Figura 6.12: Energía en la batería en 2 años para métodos 1 y 2

En la figura comparativa, se ve que a través del método de ajuste en potencia, se logra reducir en más de un 50% la energía que se acumula a lo largo de los 2 años de simulación.

Como conclusión de este apartado, al analizar los mayores errores, se ve que el método falla para dos situaciones. Por una parte, las fluctuaciones del recurso (debidas a nubosidad u otros factores) pueden ser determinantes en la predicción modificada, cuando en realidad no afectan mucho a la tendencia de la producción real. Por otra parte, no es capaz de anticipar o adaptarse a cambios repentinos en la tendencia real dependiendo de cuando se dé el ajuste y como consecuencia, la predicción modificada empeora respecto a la predicción original.

Respecto al almacenamiento, aunque se mejora en comparación al primer método, para un periodo de 2 años, se necesitaría una batería de 4GWh de almacenamiento que equivale a 100h de almacenamiento y es un valor desproporcionado. Además no se soluciona la tendencia al alza de la batería por lo que al igual que en el método anterior la energía tendería a subir indefinidamente.

Por esas razones se concluye en que aun mejorando el comportamiento respecto del primer método, no cumple las características que se buscan.

6.3) Método nº 3: Modificación de la curva de predicción en base a la energía almacenada

Como se ha visto en el anterior método, el principal inconveniente, es que no se tiene un control en la energía en la batería y acaba por alcanzar valores demasiado elevados. Por esta razón, la estrategia de control que se presenta en este apartado, tratará de controlar la carga de la batería o también denominado SOC (State of charge).

De la misma manera que en el anterior método, se trabajará en función de la curva de predicción original, a través del algoritmo de modificación, se obtendrá una potencia de predicción modificada (o potencia de red).

6.3.1) Funcionamiento del método

La modificación de la curva, consistirá en desplazar la curva original de predicción en función del estado de carga de la batería. Cada intervalo 3 horario, se verá que energía hay en la batería y se actuará. Si la batería está cargada, la curva se desplazará hacia arriba (se entregará más potencia que en la predicción original) a fin de que se descargue, mientras que si la batería se encuentra descargada, la curva se desplazara hacia abajo (se entregará menos potencia que en la predicción original) buscando que la batería se cargue. De este modo, se espera tener un control sobre la batería y que la energía almacenada no muestre una tendencia creciente (o decreciente).

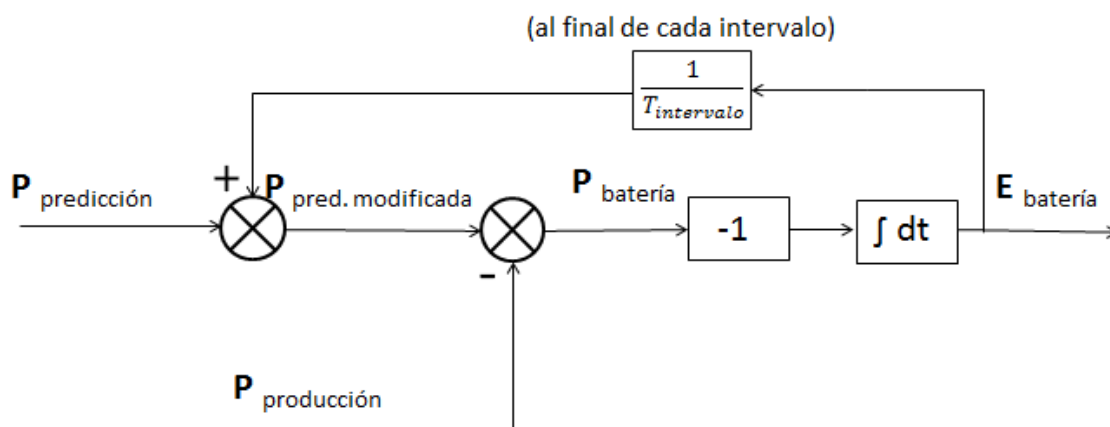


Figura 6.13: Diagrama de bloques para método nº3

Para el final de un intervalo donde el tiempo sea igual a 't' la predicción modificada para el próximo intervalo 't+1' → 't+i' siendo 'i' la cantidad de datos de predicción por intervalo, la función de la predicción modificada queda de la siguiente manera:

$$P_{predicción\ modificada_{t+1 \rightarrow t+i}} = P_{predicción_{t+1 \rightarrow t+i}} + \frac{E_{batería(t)}}{T_{intervalo}}$$

Remarcar, que la consigna que se le aplica en la corrección, es la Energía que se tiene al final del periodo dividida entre el tiempo de un intervalo (que será de 3h), a través de esto, se busca que el desajuste de la energía se solventa en el siguiente intervalo. Por poner un ejemplo, si la batería se encuentra con una energía almacenada de 30MWh, la potencia de predicción modificada, será, para cada instante, 10MW superior a la predicción original, durante las próximas 3h.

6.3.2) Día modelo

A continuación, se muestra el día de ejemplo que se ha utilizado en los anteriores métodos, para poder ver el efecto de esta estrategia de control:

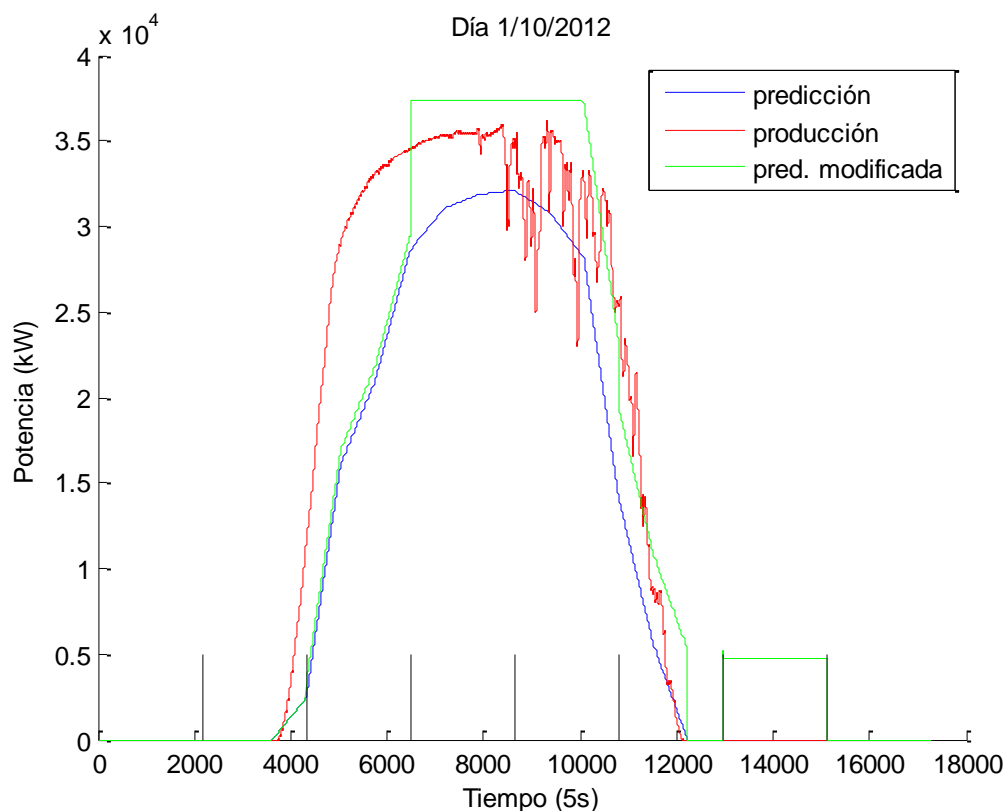


Figura 6.14: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº3)

Como se puede ver, al final de cada intervalo de 3h, la predicción se modifica en función del estado de carga de la batería.

Al tratarse del primer día, la batería parte de un estado de carga inicial igual a 0. Por esta razón, en el segundo intervalo la predicción no cambia, sin embargo, al final de este mismo intervalo la producción se encuentra por encima de la predicción por lo que la batería se carga.

En el tercer periodo 3 horario, la batería parte levemente cargada, por lo que la predicción modificada aumenta muy poco. Durante este espacio, la producción sigue por encima de la predicción modificada por lo que la batería se sigue cargando.

Al inicio del cuarto periodo, la batería se encuentra con una carga considerable que desplaza la predicción por encima de la potencia nominal, es por esto que actúa la consigna de limitación de potencia que hace que la potencia entregada no supere los 40MW.

Por último, al anochecer, para este día en concreto, se da la situación de que la batería se encuentra cargada. Como se ha comentado en el apartado de consideraciones previas, al estar en esta situación, se verterá toda la energía de la batería a la red de forma constante.

6.3.3) Peores días

A continuación se mostrarán los días en los que se producen los mayores picos de carga y descarga para este método, con el objetivo de detectar posibles limitaciones del mismo. El día que se alcanza una mayor carga en la batería es el siguiente.

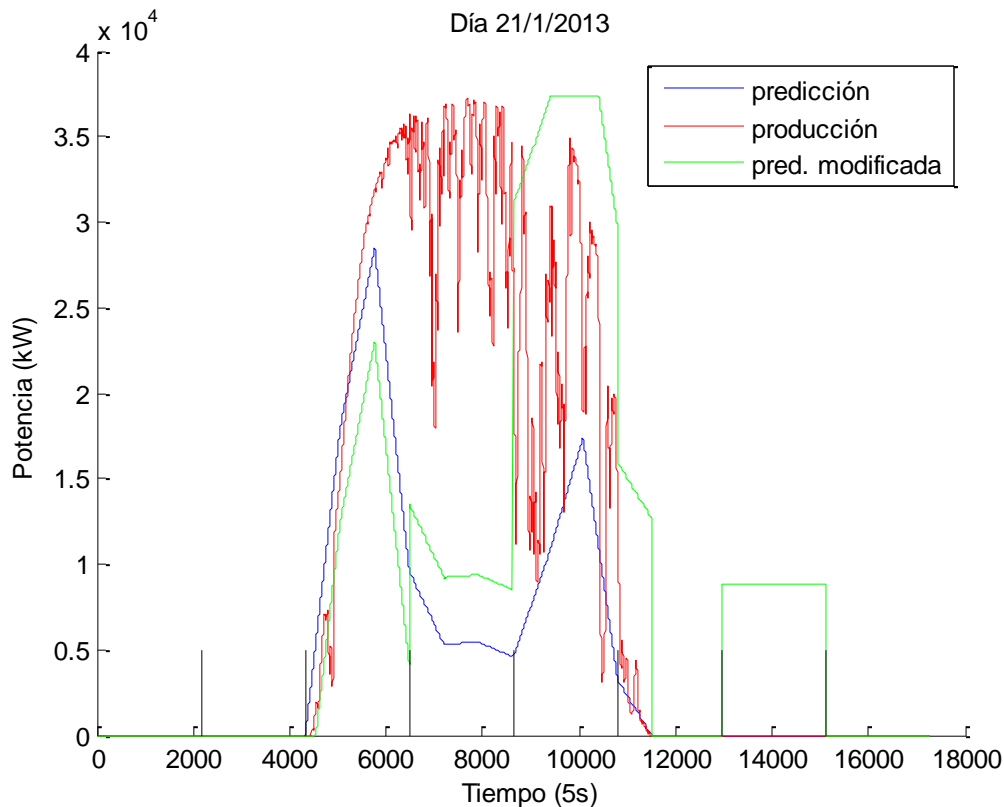


Figura 6.15: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 21/1/2013 (máxima carga método nº3)

En la gráfica, se ve que el tercer periodo empieza con la batería con una carga por debajo de 0, por este motivo, la curva de previsión se desplaza hacia abajo, buscando la carga de la batería.

El cuarto periodo, comienza con una carga positiva que desplaza la curva hacia arriba buscando descargarla (para recuperar el SOC igual a 0). Sin embargo, se da la coincidencia de que la predicción original dista mucho (para abajo) de la producción real, esto hace, que aun habiendo incrementado la predicción respecto de la original, la producción siga siendo mucho mayor y por tanto, se produzca un pico de carga máximo que alcanza los 79,36MWh (1,98h de almacenamiento).

La siguiente gráfica, representa el día en el que se da el mayor pico de descarga en la batería:

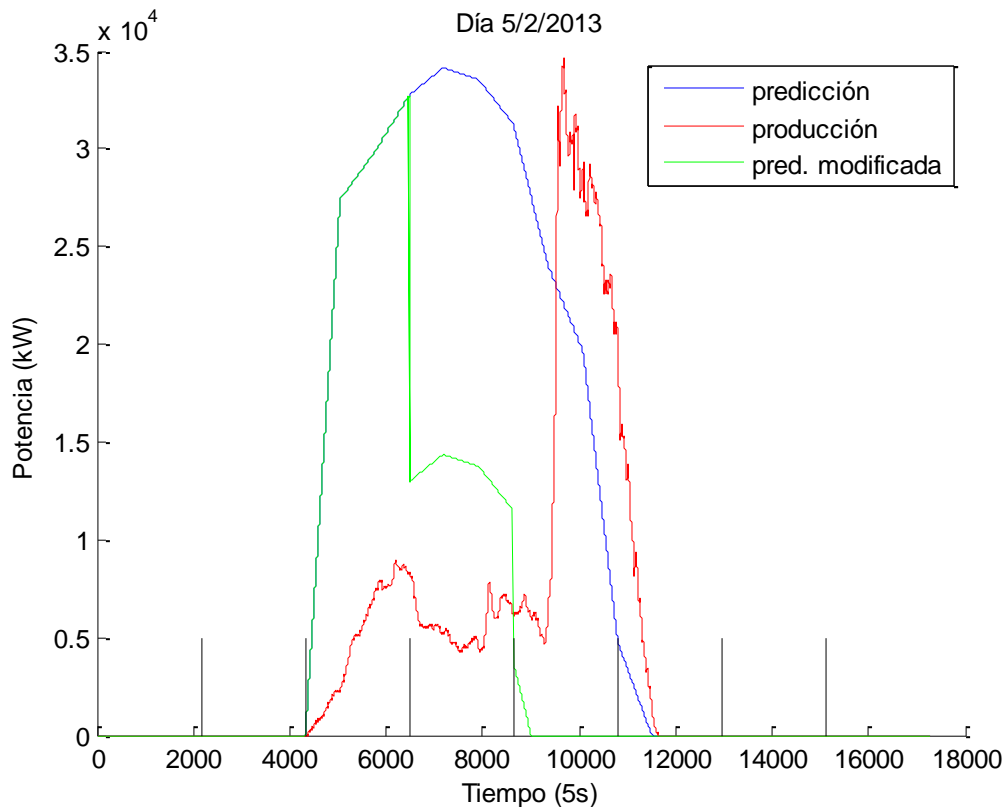


Figura 6.16: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº3)

La batería comienza con un SOC igual a 0. Por esta razón, se sigue exactamente a la predicción original durante el tercer periodo. Esto genera que la batería se descargue puesto que la generación es mucho menor. En el siguiente periodo al tener la batería descargada el sistema baja la curva de predicción a fin de cargar la batería sin embargo, la producción sigue siendo inferior y la descarga se acentúa. No es hasta el quinto intervalo 3 horario en donde se revierte la tendencia de descarga.

Esta descarga alcanza un valor de 82,63MWh que equivale a 2,06h de almacenamiento.

6.3.4) Evolución anual de la batería

Realizando una comparativa de los métodos vistos hasta ahora el resultado es el que se muestra en la siguiente gráfica:

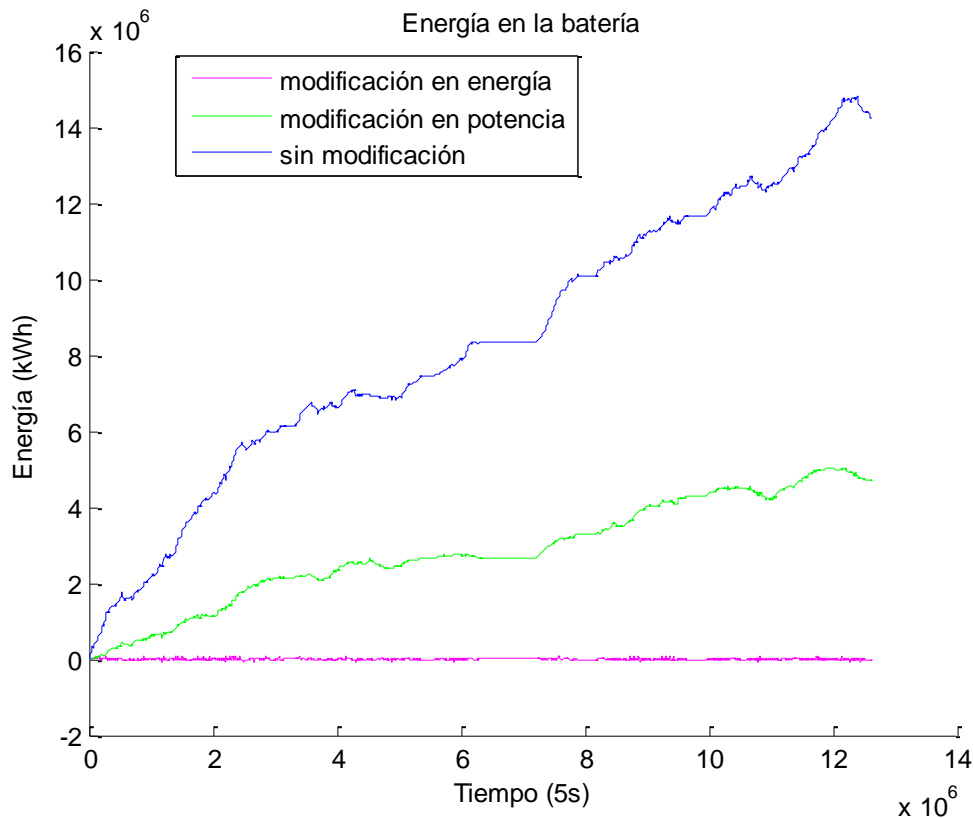


Figura 6.17: Energía en la batería en 2 años para métodos 1, 2 y 3

Como era de esperar, a través de este método que regula la predicción en base al estado de carga de la batería, se consigue controlar el mismo.

En comparación con el segundo método, que ajustaba la curva de predicción en base al error instantáneo, se consigue reducir la batería de 4GWh a 162MWh pasando de 100h de almacenamiento a poco más de 4h lo que supone una batería 25 veces menor.

Por otra parte, el control del estado de carga, hace que el almacenamiento no se dispare tal como lo hacía en los anteriores métodos.

Analizando los peores días, para ambos casos, el de mayor carga y el de mayor descarga, se ve que el sistema resulta 'lento' en lo que se refiere a corregir las tendencias de carga y descarga. En los 2 peores días, el sistema tarda más de 3 horas en revertir los procesos de carga y descarga, dándose periodos de 6 horas consecutivas con la misma tendencia que originan grandes energías que afectan al en el almacenamiento.

Como conclusiones generales a cerca de este método, se pueden valorar dos aspectos referidos a los días con mayores errores. Por una parte, la principal causa de que se den los errores entre la predicción modificada y la producción tiene su origen en una predicción muy inexacta. Pero por otra parte, la estrategia de control no es capaz de solventar con rapidez esos desvíos de la predicción original, siendo esto uno de los objetivos del control.

6.4) MÉTODO Nº 4: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN EN BASE A ERROR EN POTENCIA Y LA ENERGÍA ALMACENADA

Esta estrategia de control, se puede entender como una combinación de los métodos 2 y 3. Se intentara aprovechar la rápida respuesta del error en potencia combinándolo con el control de SOC logrado en el método nº3.

6.4.1) Funcionamiento del método

De este modo, al finalizar cada periodo de 3 horas, el sistema de control realizará una modificación en base a dos parámetros. Por una parte, verá el error en potencia instantáneo que hay al finalizar un intervalo y desplazará la curva de predicción a ese mismo punto de generación (de igual modo que en el método nº2). Por otra parte, analizando el estado de carga de la batería, desplazará la curva de predicción hacia arriba en caso de estar cargada y hacia abajo en caso contrario (de igual manera que en el método nº3). Visto de otro modo, se puede entender exactamente como el método nº3, pero en vez de desplazar la curva de predicción original se desplaza la curva partiendo del punto de generación real del final del periodo anterior (manteniendo en todo caso la forma de la curva de predicción original).

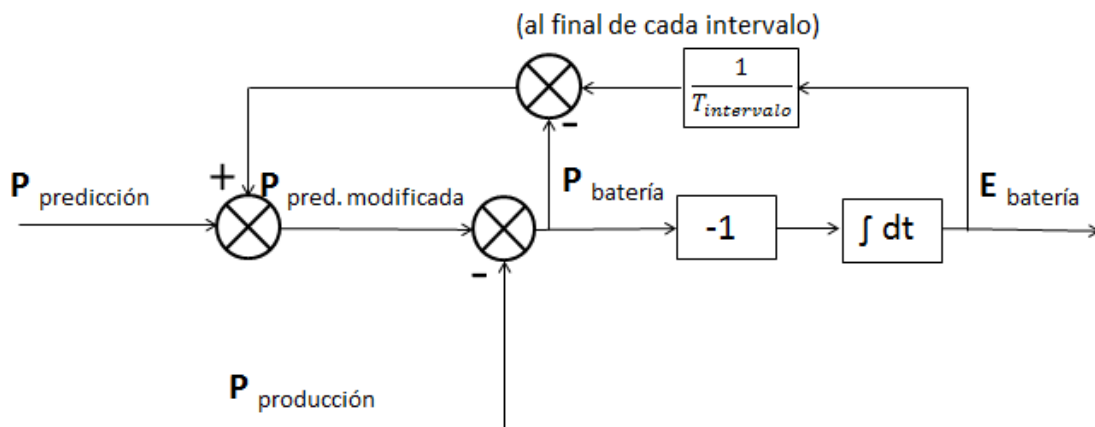


Figura 6.18: Diagrama de bloques para método nº4

Para el final de un intervalo donde el tiempo sea igual a 't' la predicción modificada para el próximo intervalo 't+1' → 't+i' siendo 'i' la cantidad de datos de predicción por intervalo, la función de la predicción modificada queda de la siguiente manera:

$$P_{predicción\ modificada_{t+1 \rightarrow t+i}} = P_{predicción_{t+1 \rightarrow t+i}} - P_{batería(t)} + \frac{E_{batería(t)}}{T_{intervalo}}$$

6.4.2) Día modelo

En la siguiente figura se ven las curvas de predicción, predicción modificada y producción para el primer día de datos que se ha venido usando como ejemplo para los diferentes métodos:

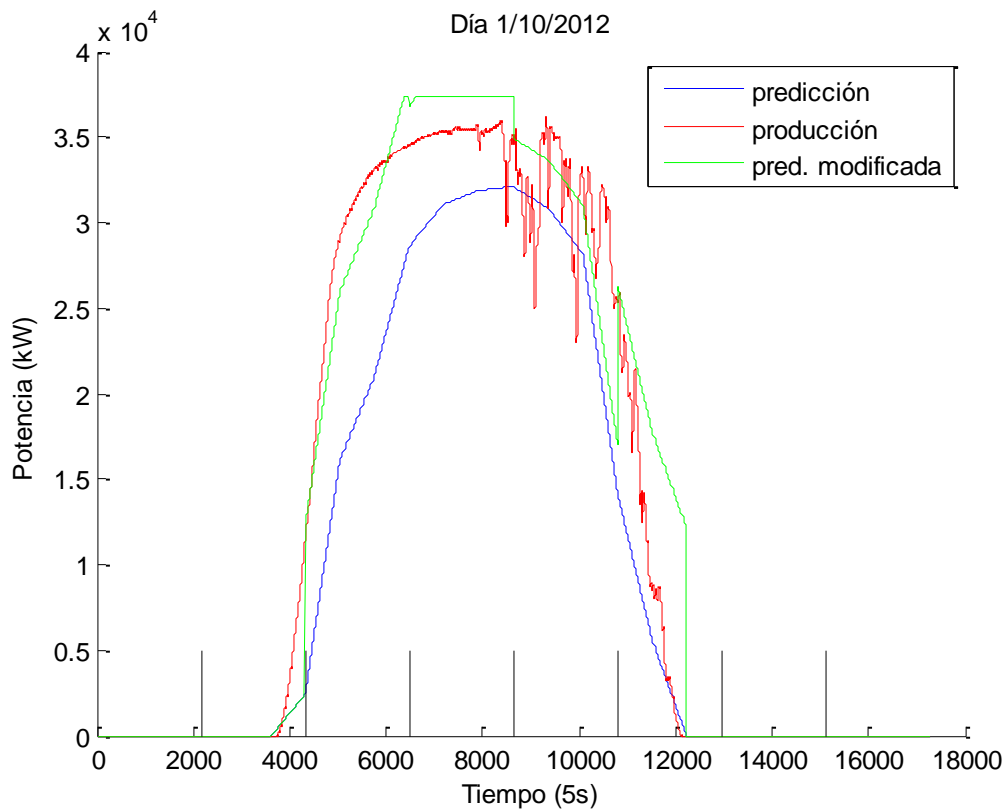


Figura 6.19: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método n°4)

Como se puede apreciar, al partir de un SOC igual a 0, la curva de predicción no varía de la predicción original durante el segundo periodo. Al finalizar el segundo periodo, se produce una carga que desplaza muy ligeramente la predicción modificada por encima de la producción real.

Durante la mayor parte del tercer intervalo 3 horario, la predicción sigue la generación un poco por debajo. Esto hace que la batería se siga cargando y como consecuencia, al comienzo del cuarto periodo, la predicción modificada está claramente por encima de la producción (cumpliendo el objetivo de descargar la batería).

Para el quinto intervalo, la batería ya se encuentra descargada, por lo que la predicción modificada parte por debajo de la producción. De este modo, se consigue invertir el signo de la carga en la batería y se hace que el sexto periodo parta de nuevo por encima de la producción.

A continuación se muestran con más detalle el inicio de los periodos 3 y 6:

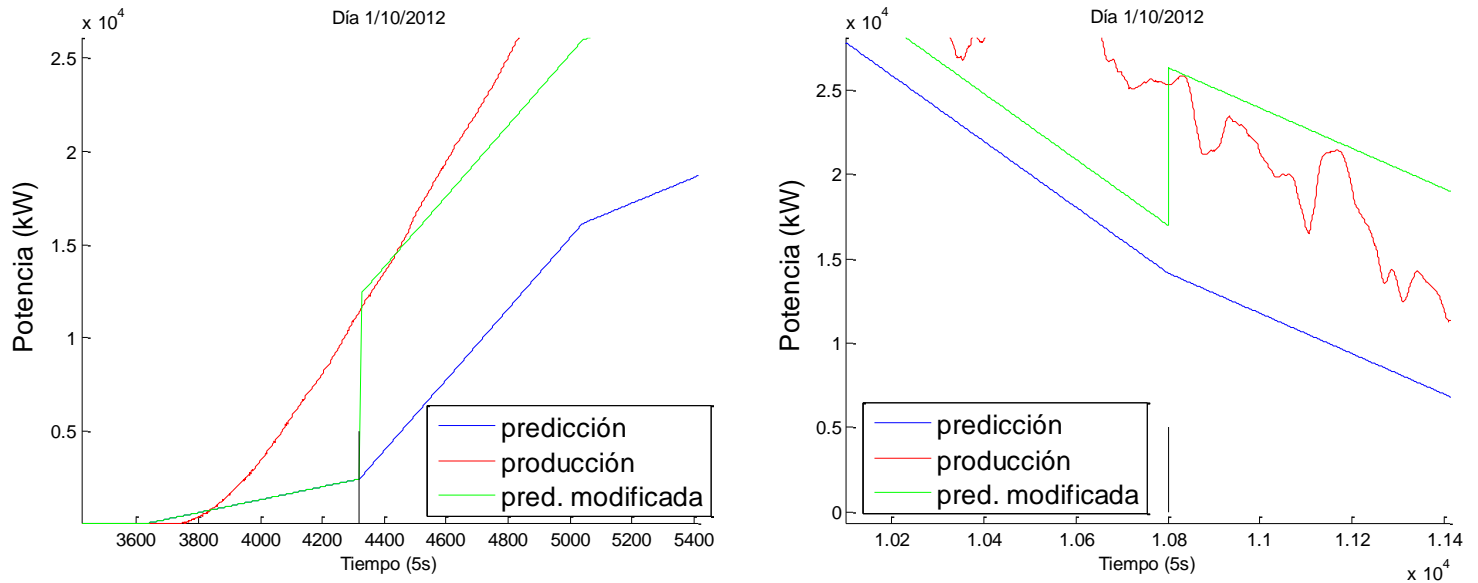


Figura 6.20: Vista en detalle del inicio de los intervalos 3 y 6 respectivamente

Como se puede ver, la curva de predicción modificada está por encima de la curva de producción en ambos casos. Esto se debe a que la batería se encuentra ligeramente cargada.

6.4.3) Peores días

Siguiendo la misma línea que con las anteriores estrategias, se mostraran los días en los que se producen los mayores picos de carga y descarga en la batería:

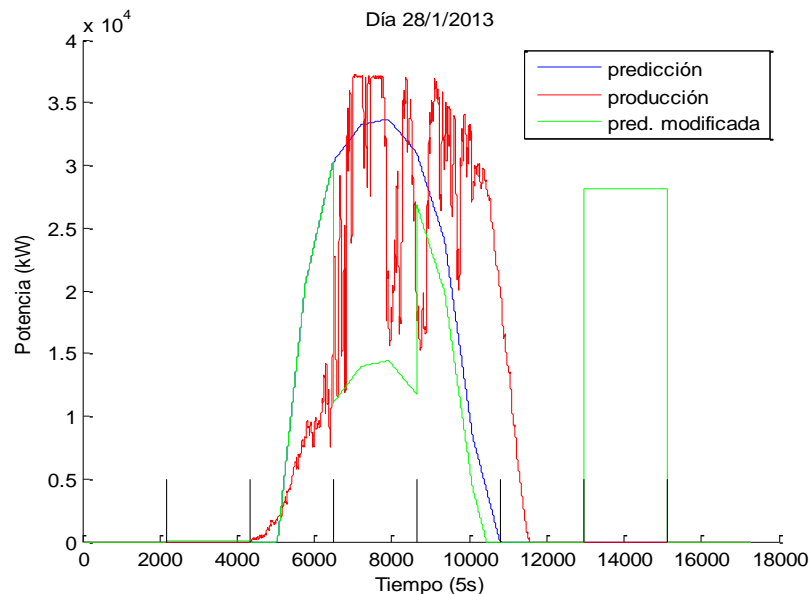


Figura 6.21: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 21/1/2013 (máxima carga método nº4)

Como se puede ver, el SOC 0 inicial hace que durante el tercer periodo 3 horario, la predicción modificada no varíe respecto la predicción inicial. Al final de este intervalo, la potencia de

generación se encuentra en torno al 25% de la potencia nominal. La predicción se ajusta a este punto por debajo (puesto que durante este mismo periodo se ha descargado). Sin embargo en poco tiempo, alrededor de media hora, el recurso varía fuertemente y la planta llega a dar cerca del 100% de la potencia nominal. Habiéndose ajustado al punto cercano al 25% la predicción está muy por debajo de la producción y la batería se carga fuertemente.

Al final del cuarto periodo, con la batería cargada, la producción instantánea se sitúa en torno al 50% de la potencia nominal, coincidiendo con nubes. El sistema, ajusta la producción por encima de este punto puesto que la batería está cargada, dando una previsión inicial de en torno al 65%. De nuevo, como ocurría en el periodo anterior, al despejarse el cielo, la central comienza a generar a su potencia nominal, cuando se había predicho una potencia notablemente inferior. Esto ocasiona que la batería estando cargada, tenga un segundo proceso de carga.

Ante estas fuertes cargas consecutivas y mantenidas en un periodo de 6h, se produce un pico de carga de 84,35MWh. Finalmente, esta energía se vierte a la red de forma constante durante las horas finales del día.

En la próxima gráfica se ve el día para el mayor pico descarga en la batería.

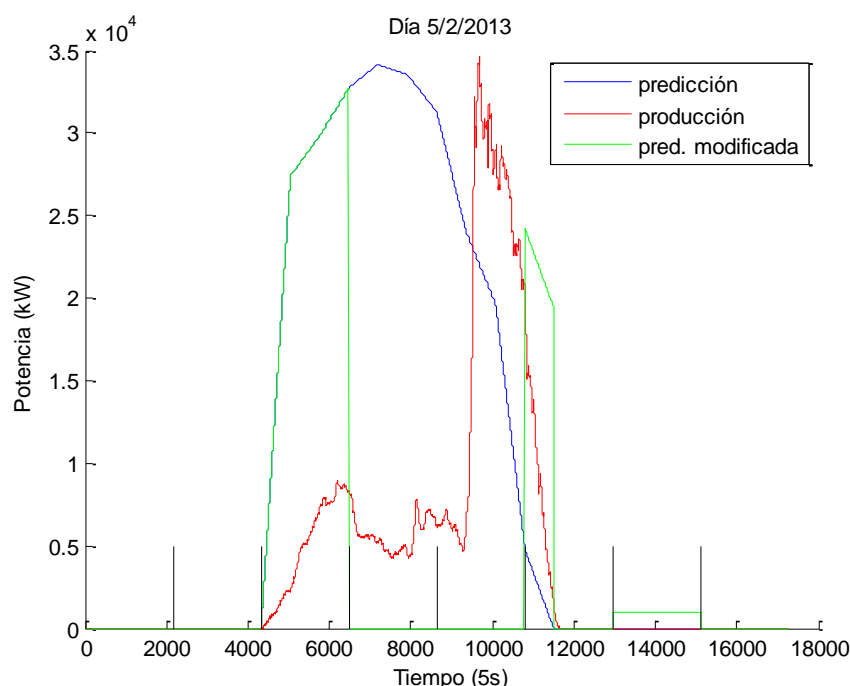


Figura 6.22: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº4)

El día de mayor descarga en la batería coincide con el que se daba para el método anterior. El desarrollo de los ajustes transcurre de igual manera para ambos métodos hasta el comienzo del cuarto periodo. A partir de aquí, el método actual, corrige y revierte la tendencia de descarga pasando a cargar la batería (en el método nº3, durante el cuarto periodo se seguía

descargando). Esta rápida corrección hace que el pico de descarga no pase del tercer intervalo 3 horario. La descarga que se produce es de 59,16MWh mientras que en el anterior caso era de 82,63MWh.

6.4.4) Evolución anual de la batería

Tal como se ha visto en el método nº3, la energía en la batería a lo largo de los dos años, se reduce considerablemente cuando el ajuste se realiza implantando un control de SOC. Por lo tanto, es de mayor interés a partir de ahora, comparar los métodos que mejores resultados dan dejando de lado los dos primeros que se han visto.

En la próxima figura se ve la energía durante los 2 años para los métodos 3 y 4:

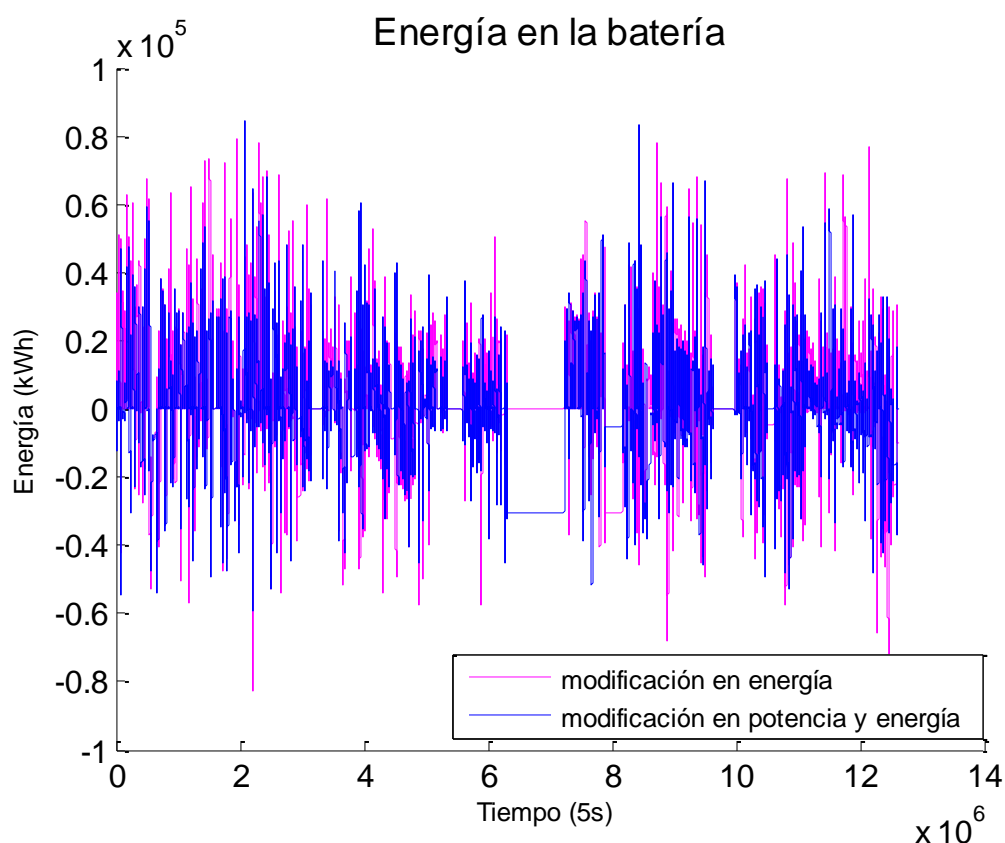


Figura 6.23: Energía en la batería en 2 años para métodos 3 y 4

Como se puede ver, los picos de máxima carga, son parejos para ambos métodos, siendo algo superiores los picos del método que ajusta en base a la potencia instantánea y la energía en la batería. Todos estos máximos rondan los 80MWh.

Respecto a los picos de descarga, los mínimos estados de carga de la batería están más acentuados para el método de ajuste en energía en base a la predicción original (método nº3). Estos picos de descarga superan los 80MWh mientras que para el método actual no llegan a los 60MWh.

Ver los picos máximos de carga y descarga es importante, porque estos valores marcarán en definitiva la energía que necesite almacenar el sistema para que los desvíos se reduzcan completamente.

Para la estrategia de control que se está analizando en este apartado, la batería necesaria es de 143,69MWh que equivalen a 3,6h de almacenamiento, mientras que para el método anterior, la batería resultante daba 162MWh (4,05h). La batería se reduce en un 11,2%.

Por otra parte, en la figura anterior se puede apreciar, viendo las zonas donde se acumulan la mayor cantidad de estados de carga (en los que no se pueden diferenciar picos discretos) que estas agrupaciones tienen menor magnitud o están más compactadas en torno al 0 para el caso del método actual. Esto significa que el control del SOC es mejor, puesto que el estado de carga se mantiene más tiempo cercano a 0.

Por último, como de conclusión de este apartado, se ha visto que el método de ajustar en potencia instantánea al final de cada periodo a la vez que se tiene en cuenta el estado de carga de la batería es más efectivo que la estrategia anterior que únicamente tenía en cuenta el estado de carga. Esto se debe a la rapidez que se obtiene al corregir con el error en potencia. Sin embargo, aparecen errores similares a los que aparecían en el método nº2 que únicamente ajustaba la curva de predicción en base al error en potencia. Este tipo de errores se ven en situaciones donde el ajuste se realiza en instantes anteriores a que la generación aumente o disminuya significativamente, al no poder anticipar este cambio brusco en la generación se dan grandes errores entre la predicción y la producción que originan notables picos de carga y descarga en la batería.

6.5) MÉTODO Nº 5: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN EN BASE A LA POTENCIA MEDIA Y LA ENERGÍA ALMACENADA

Como se ha concluido en el anterior apartado, modificar la curva de predicción en base a la potencia de generación al final de cada periodo, puede ocasionar grandes desvíos cuando el recurso cambia de manera brusca en instantes próximos.

6.5.1) Funcionamiento del método

Para evitar estos errores, en el método actual, en vez de modificar la curva de predicción en base a la potencia, se modificará teniendo en cuenta la potencia media de generación del

anterior periodo de 3 horas. De este modo, cabe esperar que variaciones bruscas en el recurso no afecten tanto a la predicción modificada.

De esta manera, el sistema de control tendrá en cuenta por una parte la potencia media de generación del anterior periodo, y por otra parte, el estado de carga de la batería. En base a este funcionamiento, al finalizar un periodo, la curva de predicción modificada partirá del punto de potencia media del anterior intervalo y en caso de que la batería este cargada, se desplazará hacia arriba entregando así más potencia. En caso de que este descargada, se desplazará hacia abajo buscando que la batería se cargue.

La próxima figura muestra el diagrama de bloques del método que se está tratando en este apartado:

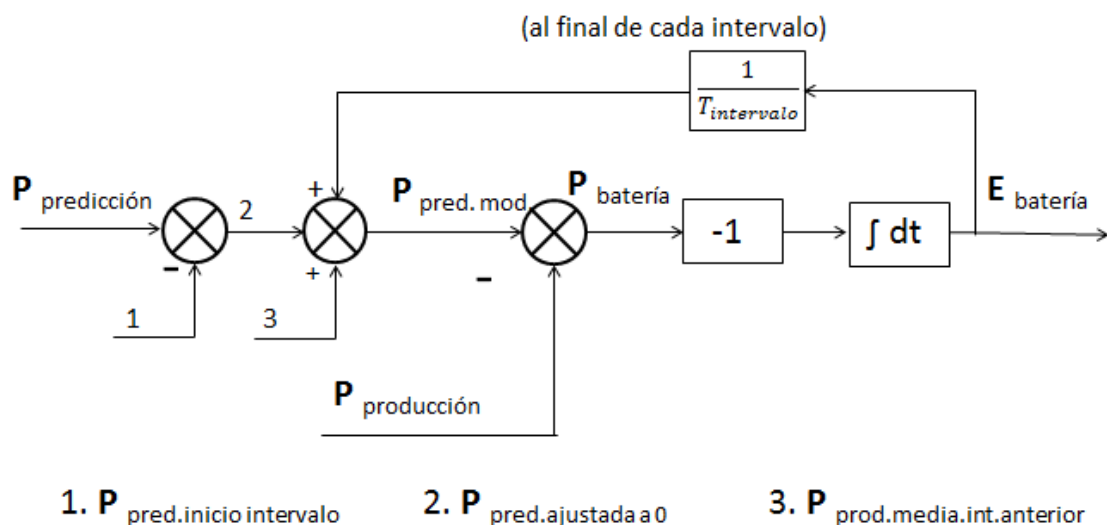


Figura 6.24: Diagrama de bloques para método nº5

Para hacer que la curva de predicción parta desde el punto de potencia media del intervalo anterior, es necesario primero, llevarla a 0. Es decir se le restan a todos los valores de un intervalo, el valor del primer punto del intervalo.

En la próxima figura se muestra el efecto de desplazar a 0 la curva de predicción para el caso del cuarto intervalo:

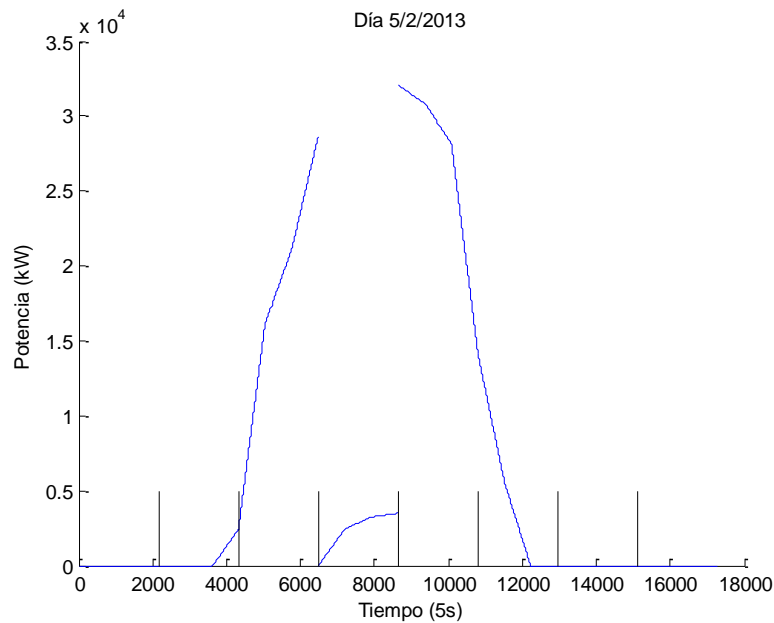


Figura 6.25: Ejemplo gráfico de desplazamiento a 0 de la curva de predicción

Una vez se tiene la curva que comienza el intervalo en 0, ya solo falta sumarle la potencia media de generación del anterior periodo y aplicar la consigna de carga de la batería.

Parara el final de un intervalo donde el tiempo sea igual a 't' la predicción modificada para el próximo intervalo 't+1' → 't+i' (e intervalo anterior 't-i+1' → 't') siendo 'i' la cantidad de datos de predicción por intervalo, la función de la predicción modificada queda de la siguiente manera:

$$P_{pred.mod_{t+1 \rightarrow t+i}} = \underbrace{P_{pred_{t+1 \rightarrow t+i}} - P_{pred(t)}}_{P_{pred.ajustada \text{ a } 0}} + \underbrace{\frac{\sum_{x=t-i+1}^t P_{prod(x)}}{n^{\circ} \text{ datos intervalo}}}_{P_{prod.media \text{ int. anterior}}} + \frac{E_{batería(t)}}{T_{intervalo}}$$

6.5.2) Día modelo

A continuación se muestra el día modelo para esta estrategia de control:

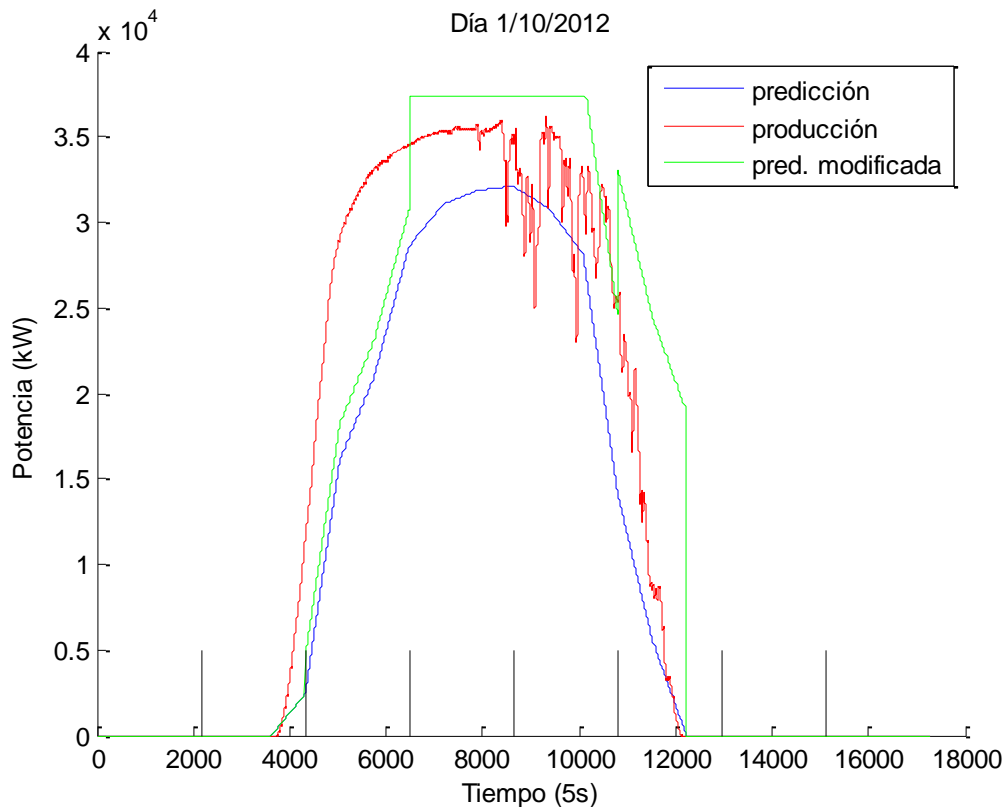


Figura 6.26: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 1/10/2012 (método nº5)

Como se puede ver, al comienzo del tercer periodo, la potencia media del anterior intervalo es pequeña por tratarse del comienzo del día y la batería se encuentra un poco cargada. Estos dos factores hacen que la predicción modificada se eleve ligeramente respecto a la original.

Durante las horas centrales del día, la potencia media es elevada y la carga en la batería es ya considerable puesto que se ha cargado durante el comienzo del día. Esto hace que la potencia de predicción modificada supere la potencia nominal y actúe la limitación de potencia.

En el último tercio del día, se llega con una potencia media del anterior intervalo relativamente alta (proveniente de las horas centrales) lo que conlleva a que la predicción modificada este notablemente por encima de la producción real. Por esta razón, la batería se descarga.

Viendo el día de un modo global, se puede decir que durante el amanecer, el sistema de almacenamiento tiende a cargarse, mientras que en las últimas horas del día, tiende a descargarse.

6.5.3) Peores días

Como se ha venido haciendo, se mostraran los días en los que la batería se encuentra más cargada y más descargada. Para el caso de mayor carga se tiene:

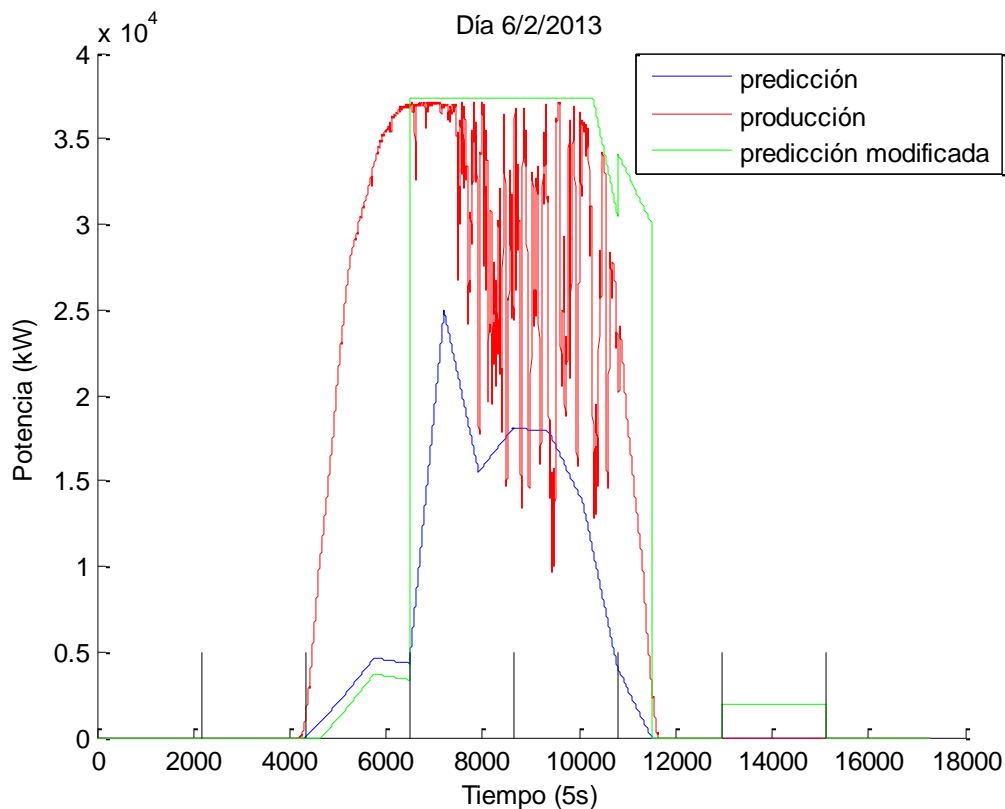


Figura 6.27: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 6/2/2013 (máxima carga método nº5)

Para este día, el pico de carga se produce en el tercer intervalo 3 horario. Por una parte, la batería parte en un estado de descarga lo que desplaza la predicción hacia abajo. Por otra parte, la potencia media en el anterior periodo es prácticamente 0. Si a esto se le suma que la trayectoria de la predicción original dista mucho del camino que sigue la generación, se dan unas condiciones que se producen este pico de carga que alcanza los 67,22MWh equivalentes a 1,68h de almacenamiento.

A partir de la carga, el sistema actúa correctamente durante el resto del día dando prácticamente la potencia nominal y descargando la batería con el objetivo de recuperar el SOC.

El día en el que se produce la mayor descarga se muestra en la siguiente gráfica:

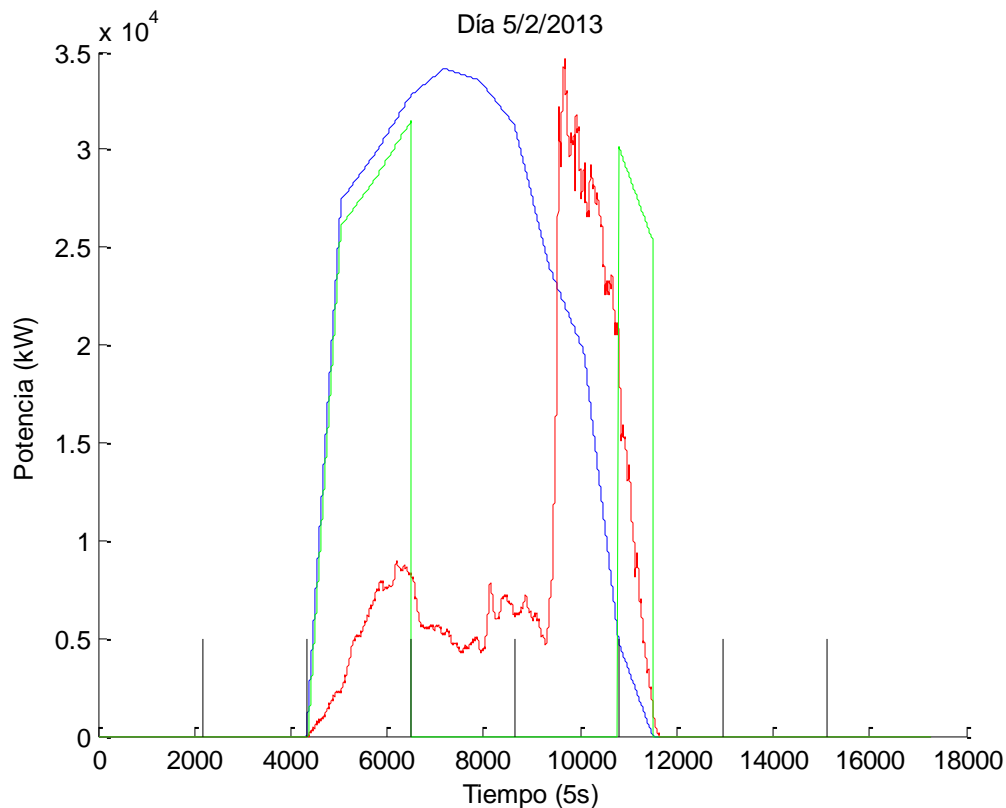


Figura 6.28: Curvas de predicción, predicción modificada y producción para el día 5/2/2013 (máxima descarga método nº5)

De nuevo, aparece este día para el caso de mayor descarga. Este día aparece en los métodos 3, 4 y el 5, siendo este último objeto de análisis de este apartado.

De igual manera que en el método nº4, en este caso, el sistema de control reacciona rápido y tras la fuerte descarga del tercer periodo, se revierte esta tendencia y se carga a partir del siguiente intervalo.

En comparación al 4º método, al comenzar con la batería descargada, durante el tercer intervalo, la curva de predicción modificada se desplaza hacia abajo y se atenúa un poco el proceso de descarga. Sin embargo, a pesar de atenuar la descarga, al partir de un estado por debajo del SOC de referencia, el pico de descarga supera ligeramente al visto en el anterior método. El pico alcanza los 59,38MWh mientras que para la anterior estrategia era de 59,16MWh.

En definitiva, viendo que este día ha sido un día recursivo para tres de los métodos vistos hasta ahora, se pueden sacar dos conclusiones. Por una parte, se ve que ninguno de estos tres métodos consigue atenuar este error en la predicción, que en última instancia, ese es el

objetivo de la estrategia de control. Pero por otra parte, hay que tener también presente, que el error parte de una predicción muy inexacta.

6.5.4) Evolución anual de la batería

Tal como se ha visto hasta el momento, el anterior método (método nº4) ha sido el que menor capacidad de batería ha dado. Por esta razón se comparará la evolución de la batería a lo largo de los 2 años entre los métodos 4 y 5, tal y como se muestra en la siguiente figura:

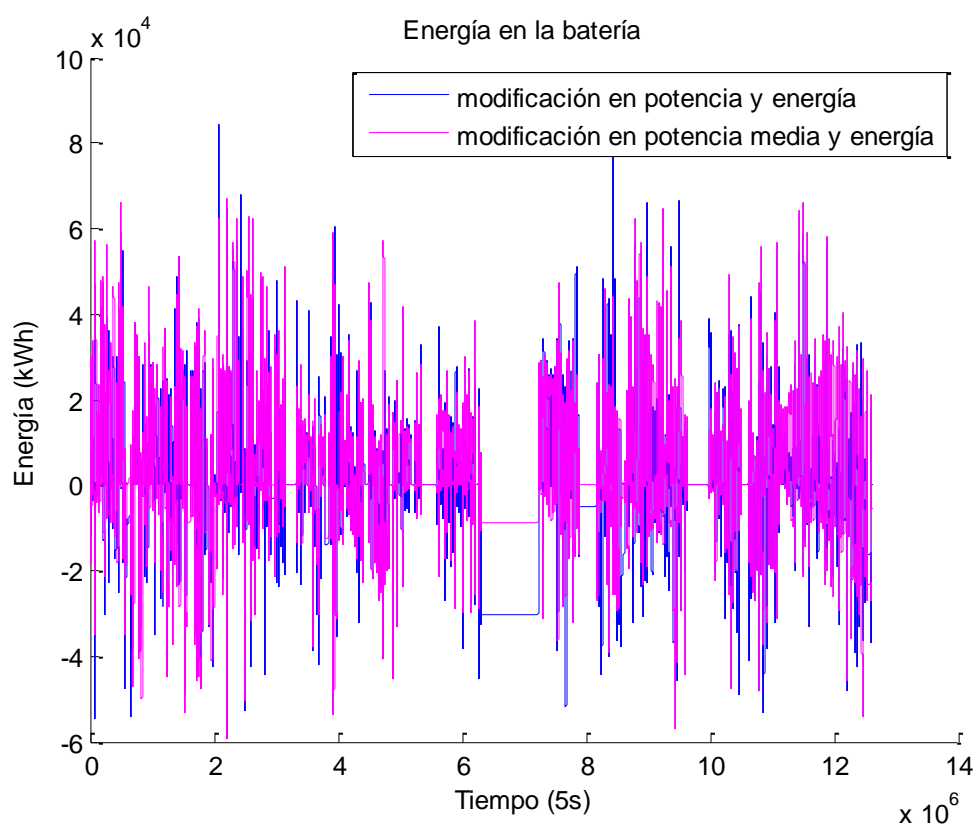


Figura 6.29: Energía en la batería en 2 años para métodos 4 y 5

Se puede apreciar, que los picos de descarga máximos son prácticamente iguales entre los dos métodos. En el método 4 se alcanzan los 59,16MWh mientras que para el método actual se llega a los 59,38MWh y como se ha comentado, ambas descargas se producen el mismo día para las dos estrategias.

Respecto a los picos de carga, estos, son más pronunciados para el método anterior. En ese método se alcanzaban picos de 84,35MWh mientras que en el método actual, el máximo es de 67,22MWh.

Debido a que se reducen significativamente los picos de carga, el método actual consigue reducir la batería de los 143,69MWh que equivalen a 3,6h de almacenamiento (para el método nº4) a los 126,6MWh que corresponden a 3,17h de almacenamiento. Se consigue una disminución en los requerimientos de almacenamiento del 12%.

Por otra parte, es interesante ver, como de grande es la cantidad de datos que están cercanos al SOC igual a 0. En la anterior imagen, se puede ver, que pese a haber reducido los picos máximos, el actual método da la sensación de que tiene mayor dispersión en torno al 0 que el método nº4.

Para comprobar numéricamente esta dispersión, se calculará para ambos casos el porcentaje del tiempo en el que el estado de carga de la batería está entre 20MWh y -20MWh.

Para el caso del cuarto método, el 88,75% de del tiempo, la batería se encuentra en esa franja de + - 20MWh, mientras que para el método actual ese valor es del 86,82%. De este modo, se ha comprobado numéricamente, que la dispersión en torno al 0 es mayor para el método actual, tal y como daba la impresión, visualmente, la gráfica previa. Sin embargo, esta diferencia no es significativa puesto que no alcanza ni el 2%.

Si se reduce más la franja hasta los 10 y -10MWh se tiene que para el método nº4, el 73,97% del tiempo se está dentro de la franja, mientras que para el método nº5 el tiempo es del 68,9%.

Como conclusión de este apartado, se puede decir, que con este último método, gracias a modificar en función de la potencia media en vez de la potencia instantánea al término de cada periodo, se han conseguido reducir los errores que se generaban debido a ello. Como consecuencia de esto, se ha conseguido mejorar el comportamiento del control en general, y se reducen los requerimientos de capacidad del sistema de almacenamiento. Respecto a los días en los que se producen los mayores desvíos, remarcar, que pese a que el control no consigue rectificar el error, el fallo tiene su origen en una predicción que se aleja mucho de la realidad.

6.6) COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS 4 Y 5

Si se compara el día de ejemplo para los métodos 4 y 5, se puede observar, que el ajuste de la predicción modificada, es mejor para el método nº4 pese a que da como resultado una batería mayor (para el periodo de 2 años) que la obtenida con el método nº5 (143,69MWh frente a 126,6MWh).

6.6.1) Día modelo y energía anual

A continuación se recogen las gráficas correspondientes al día de modelo para ambos métodos:

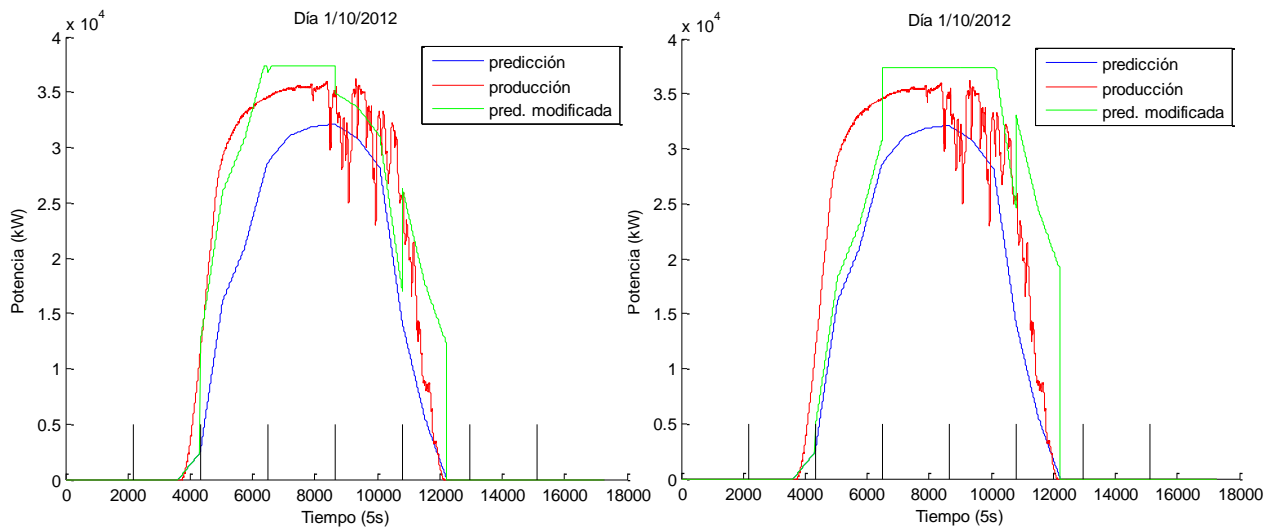


Figura 6.30: Comparativa de día modelo para métodos 4 y 5 respectivamente.

Analizando las horas centrales del día, se puede ver que no existe mayor diferencia entre los dos. Sin embargo, viendo los momentos intervalos próximos al comienzo y final del día (amanecer y atardecer), se puede observar en el caso del método nº5, que su consigna de potencia media, hace que en las horas iniciales se ajuste la predicción por debajo de la producción y que por el contrario, en las horas finales se modifique por encima. Para el caso del método nº4 que cuenta con una consigna de corrección en base a la potencia de desvío, se obtiene una curva ajustada de predicción que coincide de manera muy aceptable con la producción real.

Con todo esto, se va a intentar combinar los dos métodos de manera que se intenten aprovechar los aspectos positivos de cada uno de los métodos. En el caso del método 4, se tiene un mejor ajuste en las horas iniciales y finales del día, mientras que el método 5 ofrece una mayor robustez ante perturbaciones atmosféricas y cambios bruscos en el recurso. De este modo, el método resultante de la combinación de ambos actuará como el 4 al inicio de los periodos 3 y 6 y en el resto de intervalos seguirá la estrategia de control del método 5.

En la próxima imagen se muestra el resultado de la combinación de estos dos métodos:

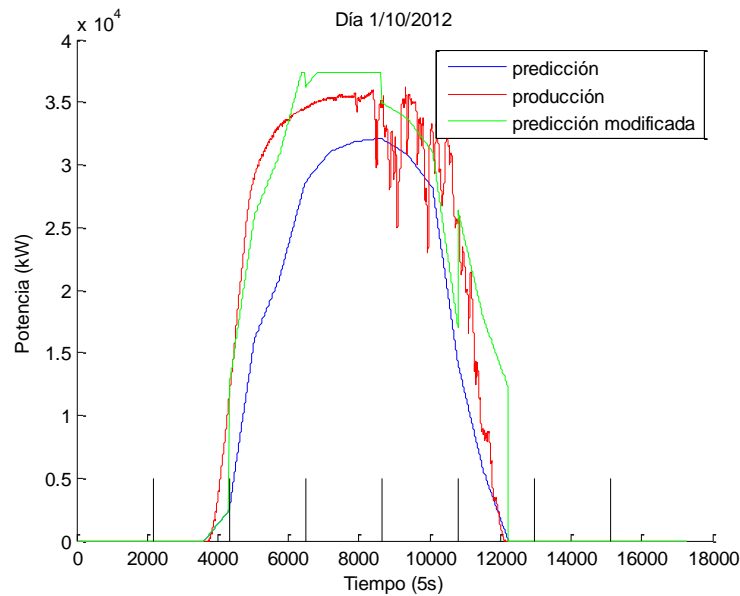


Figura 6.31: Día de ejemplo para la combinación de los métodos 4 y 5.

Realizando un idéntico análisis al que se ha realizado para los anteriores métodos, analizando los días con mayor carga y descarga en la batería, se obtiene un resultado final para la capacidad necesaria de almacenamiento de 123,85MWh que corresponden a 3,1h de almacenamiento. La reducción no es muy significativa, en parte, porque la combinación buscaba mejorar el comportamiento del ajuste en las horas cercanas al amanecer y al atardecer, sin embargo, estos momentos del día son en los que menos energía se genera y como consecuencia, la mejora no es mayor.

La energía en la batería a lo largo de los 2 años queda de la siguiente manera:

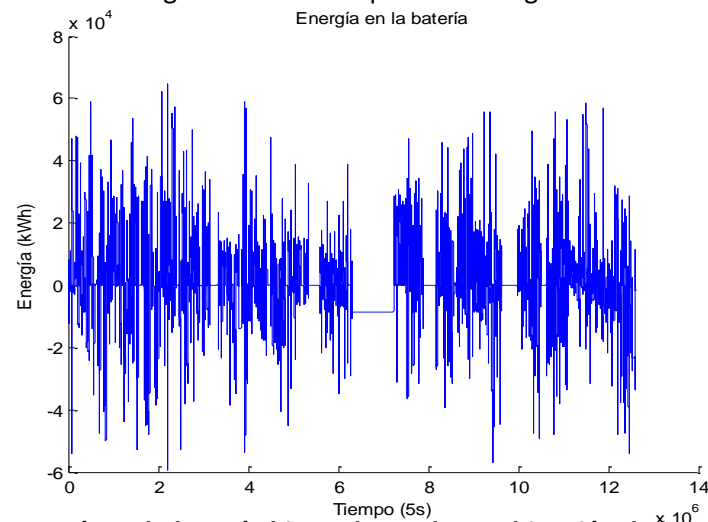


Figura 6.32: Energía en la batería bianual para la combinación de los métodos 4 y 5.

6.7) MÉTODO Nº 6: PREDICCIÓN EN BASE A PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO ANTERIOR

Rompiendo con el esquema principal que se ha ido llevando a lo largo de los métodos vistos hasta ahora, se tiene esta estrategia de control.

6.7.1) Funcionamiento del método

Como se puede deducir del propio título, en este método, no se realizará ningún ajuste sobre la curva de predicción, sino que se hará una predicción en base a la energía generada en el anterior intervalo. En definitiva, no se tendrá en cuenta para nada la predicción original y la predicción dependerá de la energía generada en el periodo anterior.

El sistema, al final de cada periodo, verá la potencia media de generación que ha habido y programará esa misma potencia de predicción para el siguiente intervalo. Otra manera de verlo, es que la central, producirá la energía que se ha producido realmente pero desfasada un periodo de 3h. Las necesidades energéticas de este desfase serán cubiertas por el sistema de almacenamiento. Una consecuencia directa de este método, es que no es necesario el control de SOC, puesto que la red verá exactamente la energía neta que se genera y no habrá descuidos energéticos al final del día.

El siguiente diagrama de bloques muestra el funcionamiento de este método;

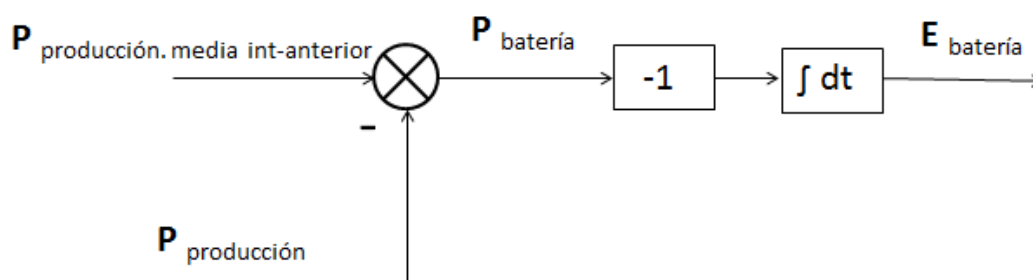


Figura 6.33: Diagrama de bloques para método nº6

Para el final de un intervalo donde el tiempo sea igual a 't' la predicción modificada para el próximo intervalo 't+1' → 't+i' (con un intervalo anterior 't-i+1' → 't') siendo 'i' la cantidad de datos de predicción por intervalo, la función de la predicción modificada queda de manera muy sencilla:

$$P_{pred.mod_{t+1 \rightarrow t+i}} = \frac{\sum_{x=t-i+1}^t P_{prod}(x)}{n^{\circ} \text{ datos intervalo}}$$

6.7.2) Día modelo y energía anual

El día de ejemplo queda de la siguiente manera para esta estrategia:

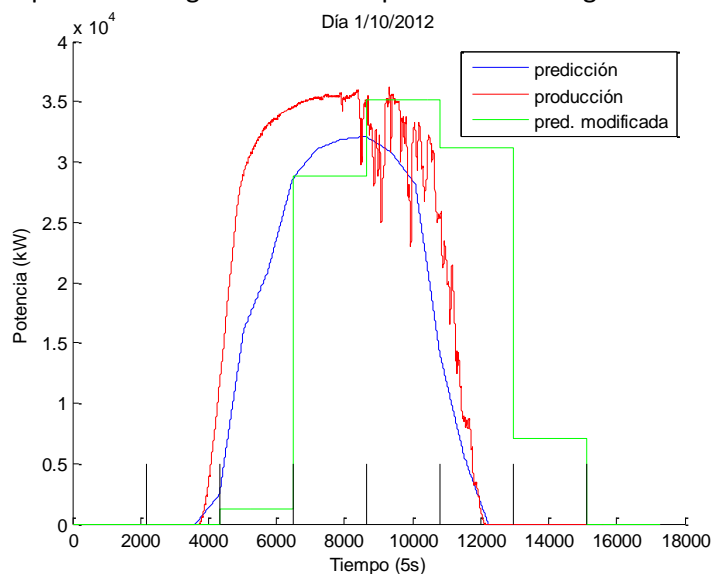


Figura 6.34: Día de ejemplo para el método nº6.

De la imagen anterior, se puede determinar, que para todos los días, debido al desfase entre la energía que se genera y la que se vierte a la red, durante la primera mitad del día la batería se cargará, y durante la segunda mitad se descargará. De este modo, el pico de carga de la batería, dependerá normalmente de la energía que se produzca en la primera mitad del día.

En la siguiente figura se ve la evolución en el estado de carga de la batería para los 2 años de los que se disponen los datos:

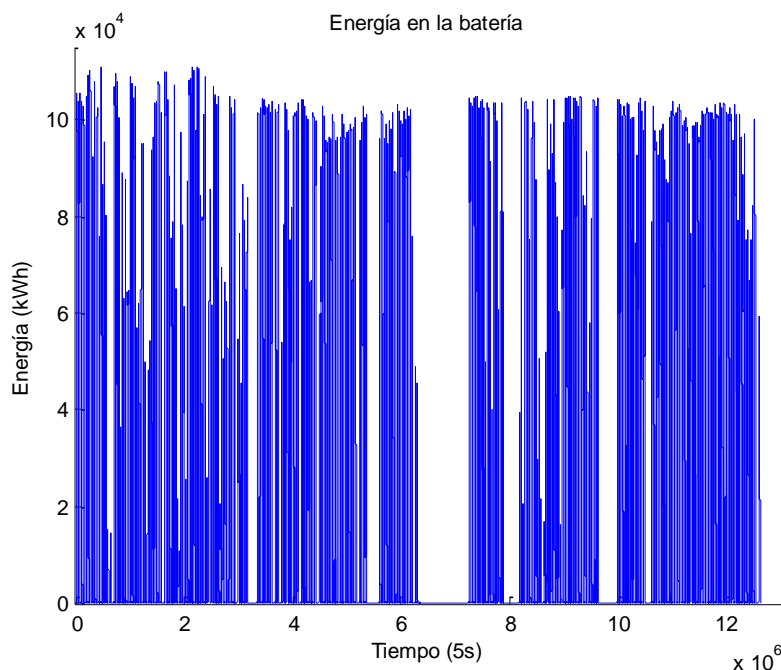


Figura 6.35: Energía en la batería bianual para el método nº6.

De la anterior figura, se puede determinar, al contrario que ocurría en los métodos anteriores, que no es necesario un análisis de los días con mayores cargas y descargas en la batería. Por una parte, porque el sistema es inmune a cualquier tipo de perturbación atmosférica o cualquier cambio brusco en el recurso y por otra parte, porque existe una gran homogeneidad en la mayoría de días. En última instancia, el pico de carga máximo que se da en un día dependerá de la cantidad de energía que se haya generado, a más energía mayor máximo de carga,

El resultado de la capacidad necesaria para este método es de 110,89MW, capacidad de almacenamiento que equivale a 2,77h.

De esta manera, se puede concluir diciendo, que este método, de entre los diferentes que se han analizado, consigue el mejor resultado en cuanto a los requerimientos de capacidad de almacenamiento. Sin embargo, a pesar de este dato positivo, hay que tener en cuenta que la mayoría del tiempo la carga en la batería se encuentra lejana al 0 que es lo que se ha venido buscando a lo largo del trabajo. Esta lejanía al SOC igual a 0, deja sin margen para un hipotético caso en el que se quisiera realizar una optimización económica para un caso en el que no se buscasen eliminar por completo los desvíos a costa de reducir la capacidad de almacenamiento y reducir el coste de inversión. En este escenario, las horas sin control sobre la energía inyectada a red, serían proporcionales a la reducción de la batería.

6.8) COMPARATIVA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS

En este apartado, se realizará una comparativa de los métodos que se han visto a lo largo del trabajo. Las siguientes tablas recogen las características generales de todos ellos:

MÉTODO	Nº1	Nº2	Nº3	Nº4	Nº5
AJUSTE 1.	Ninguno	Potencia de error final del intervalo	Desplazamiento de pred. función del SOC	Potencia de error final del intervalo	Potencia media anterior intervalo
AJUSTE 2.	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Desplazamiento dependiendo del SOC	Desplazamiento dependiendo del SOC
CONTROL DE SOC	No	No	Si	Si	Si
CAPACIDAD NECESARIA PARA PEOR DÍA (MWh)	166,3	81	82,63	84,35	67,22
CAPACIDAD NECESARIA ANUAL (MWh)	>7.000 (creciente)	>2.000 (creciente)	162	143,69	126,6
HORAS DE ALMACENAMIENTO	>175	>50	4,05	3,6	3,17

Tabla 6.1: Comparativa métodos 1-5

MÉTODO	COMBINACIÓN 4 Y 5	Nº6
AJUSTE 1.	Potencia de error final intervalo (int. 3 y 6) Potencia media intervalo anterior(resto de int.)	Potencia media del intervalo anterior trasladada
AJUSTE 2.	Desplazamiento en función del SOC	Ninguno
CONTROL DE SOC	Si	No
CAPACIDAD NECESARIA PARA PEOR DÍA (MWh)	64,5	110,9
CAPACIDAD NECESARIA ANUAL (MWh)	123,85	100,9
HORAS DE ALMACENAMIENTO	3,1	2,77

Tabla 6.2: Comparativa métodos combinación 4,5 y método nº 6

Como ya se había visto, la estrategia de control que combina los métodos 4 y 5 es la que mejor resultado da, si se tienen en cuenta las estrategias que modifican la curva de predicción. Sin embargo, la estrategia que mejor resultado ha obtenido es la nº6 que no hace estrictamente una modificación de la predicción, sino que traslada la generación al próximo periodo de 3h. Cuando se habla de mejor resultado, en este caso, se hace referencia a obtener la menor capacidad necesaria anual.

Como puede apreciarse en las tablas 7.1 y 7.2, se hace una diferencia entre la capacidad necesaria anual y la necesaria para el peor día. La capacidad necesaria para el peor día, se puede entender como la máxima energía que va a tener que dar o absorber la batería, en un día, a lo largo de los 2 años de simulación y puede deberse al pico máximo de carga o de descarga. Por otra parte, la capacidad necesaria anual, es la capacidad necesaria para que el sistema funcione a lo largo de un año.

En los dos primeros métodos, se puede ver que el error en los peores días no resulta excesivamente grande, sin embargo al no tener control sobre el estado de carga en la batería (control de SOC) hace que la tendencia a subestimar la generación, provoque una tendencia creciente y que la capacidad necesaria aumente con el tiempo. Los requerimientos son del orden de GWh que hacen que el sistema no pueda ser considerado más allá de este punto.

Para el resto de métodos, excluyendo el nº6, gracias al control de SOC, se consigue limitar la capacidad y hacer que no se dispare. Para estos métodos, la capacidad necesaria anual, es en torno al doble de la del peor día, Esto se debe a que en el peor día sólo se tiene en cuenta el mayor pico de carga o descarga que se dé, sin embargo, para el caso de la batería anual, hace falta tener en cuenta ambos máximos (el de carga y el de descarga) y a menudo, estos picos son similares, de ahí que la batería quede el doble.

Para el caso del último método, aun no haciendo un rigurosamente un control de SOC (el control no modifica la predicción en función del estado de carga), se logra controlar la carga de la batería. La razón de esto reside en el propio funcionamiento de esta estrategia que hace que la generación y la energía entregada a red sean iguales al término de cada día. Al desfazar un periodo de 3h la generación real de la energía vertida en la red, la batería se carga durante la primera mitad del día y se descarga durante la segunda mitad, es por esto que la batería siempre tendrá una carga positiva o igual a 0. En definitiva, la capacidad necesaria para afrontar el peor día coincide con la batería necesaria para el resto del año.

7) ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta sección, se hará un análisis de modo superficial a cerca de la rentabilidad de colocar el sistema de almacenamiento. Se recuerda que gracias al almacenamiento, se reducirán por completo las hipotéticas penalizaciones puesto que se conseguirá inyectar la potencia prevista.

Se calcularán la rentabilidad económica de la inversión y el tiempo de retorno o amortización para las condiciones más favorables y las condiciones más desfavorables. También, se tendrán en cuenta 2 tipos de tecnologías de almacenamiento como lo son la de ion de litio y las de redox de vanadio.

Las baterías de litio, destacan por su buena relación de capacidad frente a peso, es decir la densidad energética que ofrecen (Wh/kg). En la actualidad, su precio es cada vez más competitivo y en estos momentos se manejan precios de entre 300 y 450 €/kWh, esta tendencia a la baja, hace que haya estimaciones que hablen de una reducción en el coste de en torno al 50%. Esta disminución, se daría gracias al impulso recibido por las energías renovables, en aplicaciones como la que se trata en el presente proyecto [2].

Por otra parte, las baterías de flujo como las de redox de vanadio, destacan por la facilidad de ampliación de capacidad únicamente aumentando el tamaño de los tanques de almacenamiento y por tener una vida útil para los electrolitos prácticamente ilimitada [3]. Su precio en la actualidad ronda los 1000€/kWh y se espera que decrezca en un futuro.

En este análisis, la rentabilidad y el tiempo de amortización vendrán definidos por los siguientes aspectos:

- Capacidad de almacenamiento necesaria: Será para todos los casos la menor obtenida con los distintos métodos. 110,9 MWh.
- Precio de la tecnología: 300-450€/kWh para la batería de litio en el mejor y peor caso respectivamente y 1000€/kWh para la batería de flujo.
- Vida útil del sistema de almacenamiento: Para el caso de las baterías de litio, se tomará el valor de 7 años para el peor caso y 10,2 años para el mejor de los casos. Estos valores son obtenidos de otra simulación muy similar a la que se ha hecho en este proyecto [4]. Para la batería de flujo se tomará una vida útil ilimitada debido a que superará la vida útil de la planta generadora.
- Vida útil de la planta de generación: Se estimará en 20 años (esto supondrá el límite máximo permisible para el tiempo de retorno de la inversión).
- Coste anual de los desvíos: Tomando los datos obtenidos en el apartado 3, se da un coste anual de 130.000€ para el mejor escenario y 264.000€ para el peor.

Aclarar, que el escenario más desfavorable para la realización de la inversión, no tiene por qué coincidir con un aspecto desfavorable concreto de los que se han citado previamente y viceversa. Por ejemplo, para el caso de un escenario desfavorable para la inversión, se tendría un coste anual del 130.000€ (aspecto favorable) y una vida útil para la batería de litio de 7 años (aspecto desfavorable).

En la próxima tabla se muestran los valores que se toman y los resultados para ambas tecnologías de almacenamiento y sus mejores y peores condiciones:

	Análisis económico			
	Ion de litio		Redox de vanadio	
	Favorable	Desfavorable	Favorable	Desfavorable
Capacidad(kWh)	110900	110900	110900	110900
Coste (€/kWh)	300	450	1000	1000
Precio(M €)	33,27	49,905	110,9	110,9
vida útil de la planta	20	20	20	20
vida útil del sistema de almacenamiento	10,2	7	20	20
nº de inversiones a lo largo de la vida útil	1,96	2,86	1	1
Inversión a lo largo de la vida útil (M€)	65,24	142,59	110,9	110,9
Costes desvíos (€/año)	264000	160000	264000	160000
Rentabilidad (%)	0,404	0,112	0,238	0,144
Tiempo de retorno (años)	247,1	891,16	420,08	693,13
Viabilidad	NO	NO	NO	NO

Tabla 7.1: Análisis económico para baterías de litio y redox de vanadio para entornos favorables y desfavorables

Como se puede comprobar a través del análisis realizado, la implantación de un sistema de almacenamiento bajo estas condiciones es inviable para cualquiera de los casos. Lejos de ser viable, incluso el resultado más optimista está muy lejos de resultar rentable con un periodo de retorno de 247,1 años.

8) CONCLUSIONES

A continuación se expondrán diversas conclusiones de todo lo que se ha ido viendo a lo largo del proyecto.

8.1) ESTRATEGIAS DE CONTROL

Como resultado más llamativo, está el hecho de que con una estrategia que no cuenta con los datos de predicción (método nº6) se obtenga la menor capacidad necesaria para reducir las penalizaciones por completo. Para el objetivo que se trata de reducir las penalizaciones este es el método más efectivo, sin embargo, a la hora de realizar una hipotética optimización económica en donde se buscara un mínimo entre las penalizaciones y el coste de inversión del sistema de almacenamiento sin tener que reducir las penalizaciones por completo, el factor de dispersión respecto del SOC igual a 0 es muy importante.

Como se ha calculado para el método nº5, partiendo de una capacidad necesaria de 126,6MWh, si se pasara a una de 40MWh, se seguiría cumpliendo el objetivo de inyectar a la red la predicción (penalizaciones iguales a 0) durante un tiempo superior al 85%. Es decir, una reducción del 68,4% en la capacidad provocaría una disminución inferior al 15% en la capacidad de inyectar a red la potencia predicha, mientras que una reducción de este mismo valor en el tamaño de la batería, reduciría el tiempo de inyección de potencia de predicción en la misma proporción para el método nº6.

Por otra parte, que la mejor estrategia de control sea una en la que no se tiene en cuenta la predicción, refleja la poca exactitud de las predicciones. Si se calcula la energía media de error para la predicción original, se tiene que de media el error diario es de 60,66MWh mientras que la energía de generación media es de 252,46MWh. Esto hace que el error medio en la producción sea del 24,03%.

Para hacerse una idea de si este error se puede considerar grande pequeño o aceptable, lo mejor es compararlo con otro tipo de predicción como la que se hace en la energía eólica. Para el caso de la eólica, en la actualidad, los mejores métodos de predicción suelen andar en torno a errores del 10%. Si además se tiene en cuenta de que la predicción del viento resulta a priori más compleja que la de irradiancia, es correcto concluir que un error del 24,03% es un error demasiado grande y poco aceptable.

Analizando la simplificación que se ha hecho respecto de los intervalos para la modificación de la predicción, tomando dichos intervalos de 3h, cabría esperar, para el caso de una simulación del mercado intradiario original, con intervalos de hasta 5h, que la capacidad de almacenamiento saldría superior a la obtenida con los métodos que se han visto.

En este mismo hilo, para el caso de los mejores métodos, el almacenamiento obtenido ha sido de en torno a las 3h (2,77 para el mejor caso) que coincide con el intervalo de 3h de

modificación. A simple vista, se puede ver que el error máximo que se pueda dar en un intervalo es el equivalente a 3h. De modo que se podría concluir, diciendo que los sistemas de corrección no han logrado grandes resultados. Sin embargo, este razonamiento no es del todo justo. Si bien es cierto que el máximo error que se pueda dar es de 3h (120MWh) este error tendría que darse únicamente en un periodo singular, es decir, por ejemplo, si en un intervalo se carga la batería y en el próximo se sigue con esa tendencia, el error podría fácilmente superar las 3h. Por otra parte, ese error podría darse con un efecto de cargar la batería o con un efecto de descargarla. Resumiendo, se puede decir, que un sistema, en el que no se concatenen 2 intervalos (o más) con la misma tendencia en la batería (carga o descarga) parte en principio con un error máximo de 6h, debido a los picos de carga y descarga máximos que pueden darse, ambos con 3h de duración.

Como se ha visto en el análisis del método nº1, se obtenía el valor mínimo de batería necesario, para el caso de una predicción que se ajustase a la perfección después del primer intervalo en el que había habido generación. El valor de la batería es de 45,89MWh, 1,15h. Este valor es pequeño pero hay que tener en cuenta que se da en las primeras horas del día donde la energía que se genera es menor.

Teniendo todo esto en cuenta, un rango entre 1,15h y 6h de almacenamiento es razonable para que el método resulte más o menos aceptable. Cuanto más se acerque al mínimo mejor resultara la estrategia. De esta manera, los métodos obtenidos con alrededor de 3h de almacenamiento, son un valor a medio camino entre ambos extremos (inclusive más cercanos al ideal) que puede considerarse aceptable.

8.2) ASPECTO ECONÓMICO

Habiendo obtenido, gracias a la estrategia de control, una capacidad de almacenamiento necesaria que se considera aceptable y fijando las condiciones más favorables para la implantación del sistema de almacenamiento, el resultado obtenido, es que el tiempo para recuperar la inversión es de 247,1 años.

Habiendo fijado el tiempo de vida de la planta generadora en 20 años, este tiempo, sería el límite máximo para que la inversión fuera rentable. El resultado obtenido, dista muchísimo de esta cifra por lo que se puede concluir que bajo estas condiciones, actualmente no resulta económicamente viable colocar un sistema de almacenamiento en una central. Incluso si siendo viable económicamente, el tiempo de retorno fuera cercano a 20 años, tampoco resultaría interesante si se tiene en cuenta la premisa de que por lo general, las inversiones se empiezan a tener en cuenta para tiempos de amortización inferiores a 10 años.

Realizando un idéntico análisis económico que en el *apartado 8* con las condiciones más favorables y para el caso la mínima batería necesaria de 45,89MWh (este dato se obtenía a través del máximo error al inicio del día asumiendo una predicción modificada ideal a partir de ese punto), se tiene que la inversión se amortiza en 101 años. De nuevo, se trata de un valor inaceptable para la inversión.

De este modo, se ve que ni incluso para un control que corrigiera de manera ideal a partir del primer intervalo de luz del día, se conseguiría una batería que resultara rentable. Situándose en el escenario actual más favorable, la batería debería de ser algo inferior a los 9MWh para que la recuperación fuese inferior a 20 años, por lo que una inversión a plantear, situaría el tope de la batería en unos 4,5Mwh.

Si se hace el mismo razonamiento desde el punto de vista del coste de las baterías, se tiene que para que la inversión empezara a ser interesante, el coste debería ser inferior a 24€/kWh, para que se recuperase la inversión en menos de 20 años.

Para finalizar con las conclusiones del ámbito económico, se pueden destacar tres pilares de mejora para que se mejore la viabilidad económica del sistema de almacenamiento:

Por una parte, la predicción debe de mejorar para que de este modo, la capacidad de almacenamiento se reduzca. Estas predicciones, es muy probable que mejorasen, bajo el hipotético caso en el que las plantas recibiesen penalizaciones por desvíos, al igual que pasó con la energía eólica.

Por otra parte, es típico de la propia evolución de la mayoría de las tecnologías, los precios de coste se reducirán en un futuro, haciendo la tecnología más competitiva.

Por último, también relacionado con el desarrollo habitual de las tecnologías, el tiempo de vida útil tenderá a ser mayor con el paso del tiempo y hará económicamente más atractiva este tipo de tecnologías.

8.3) CONCLUSIONES GENERALES

Con todo lo expuesto hasta el momento, se puede concluir diciendo por una parte, que en el caso de los mejores métodos, el ajuste es muy positivo para el sistema. Por otra parte, la imprecisión de la curva de predicción original, hace que la capacidad necesaria sea mayor y si además, se tiene en cuenta alto coste de la tecnología de almacenamiento, el resultado es que no merecería la pena ni plantearse la inversión y pagar las hipotéticas penalizaciones que aparecerían en un futuro.

Para finalizar, destacar, que al llevar al límite la exactitud de la predicción, conlleva la no necesidad de almacenar la energía. El objetivo de modificar la producción, es disminuir las diferencias entre la producción real y la predicción. Pues bien, si la predicción resultando muy precisa y además ajustándola se obtuviera un error nulo o muy cercano a 0, no haría falta capacidad de almacenamiento o sería muy pequeña a la vez que la penalización sería prácticamente nula. Sin embargo, en contrapunto, se ha visto que con relativamente poco almacenamiento, el equivalente a algo menos que el intervalo de modificación (3h) se consiguen eliminar todas las necesidades de predicción y todo el coste que puedan suponer (si bien es cierto que no resultaría rentable económicamente).

9) LÍNEAS FUTURAS

Tal y como se ha comentado en los anteriores apartados, en este punto de inviabilidad económica, las mejoras vendrán por parte de la mejora de predicciones y métodos de ajuste, y por otra parte por el desarrollo de las propias tecnologías.

Pudiendo ser el desarrollo tecnológico, algo más lejano, a más corto plazo convendría trabajar en la configuración de nuevas estrategias de control para modificar la curva de predicción, diferentes a las vistas aquí. Por ejemplo, podría ser interesante combinar las curvas de predicción con valores medios mensuales (valores típicos o días modelo), con una ponderación determinada entre la curva y el valor medio o incluso realizar alguna múltiple combinación, teniendo en cuenta métodos estudiados aquí, las curvas de predicción y algún tipo de referencia de valor medio (mensual, valores típicos o días modelo). En este campo las posibilidades son muy amplias en lo que al estudio se refiere.

Otro aspecto interesante, sería disponer de diferentes predicciones para el emplazamiento de estudio o incluso de los datos de predicción y producción de otras centrales que puedan operar bajo un mercado común con las mismas exigencias para todo los tipos de generación. De este modo, podría verse si en estos casos las predicciones están más desarrolladas y se podrían cuantificar las penalizaciones con datos reales y no de manera simulada. Por otra parte también se podrían probar los métodos que se han visto aquí y ver si con mejores predicciones se consiguen mejores resultados o no.

Por último, si se alcanzase un punto relativamente razonable económicamente para la colocación de un sistema de almacenamiento, habría que replantear el análisis imponiendo condiciones más fieles a la realidad, tales como, los periodos reales del mercado intradiario o teniendo en cuenta el rendimiento del ciclo de carga y de descarga. De esta manera se lograría un análisis más preciso y más significativo respecto de la realidad.

REFERENCIAS

- [1] JORAJURÍA LÁZARO, Susana. *Análisis del uso de predicción de producción fotovoltaica para entrar en el mercado de generación eléctrica*. Director: Miguel García. Trabajo final del grado inédito, Universidad Pública de Navarra. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2015.
- [2] BEETZ, BECKY. Li-ion battery costs to fall 50% in next 5 years, driven by renewables. *pV magazine* [en línea], 2015. [consulta: 27 de junio 2016]. ISSN 1865-3138. Disponible en web: < http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/li-ion-battery-costs-to-fall-50-in-next-5-years-driven-by-renewables_100022051/#axzz4Cn2R4yfT >.
- [3] CENER. *Baterías de flujo* [en línea]. [consulta: 27 de junio de 2016]. Disponible en web: <<http://www.cener.com/documentacion/microrred-ficha-407.pdf>>.
- [4] Saez de Ibarra, A., Milo, A., Gaztañaga, H., Herrera, V., Etxeberria-Otadui, I. and Padrós, A. (2015). *Intelligent Photovoltaic Power Plants Management Strategy for Market Participation*. [congreso: 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)]. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7309666. ISSN: 2329-3721.
- [5] EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA. Roca, José A. *Las mayores plantas fotovoltaicas del mundo: China lidera con una planta de 850MW y Francia entra en el Top Ten*. [consulta: 24 de junio de 2016]. Disponible en web: <<http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo/>>.

ANEXO: PROGRAMACIÓN CON MATLAB®

A continuación se muestran los códigos que se han programado durante el proyecto para realizar las simulaciones y obtener los resultados que se han presentado a lo largo del mismo.

ANEXO I. ADECUACIÓN DE LOS DATOS INICIALES Y PRIMEROS DATOS DE INTERÉS (MÉTODO Nº1 FUNCIONAMIENTO SIN MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE PREDICCIÓN)

```
clear all
%Se van a pasar los datos de produccion y prediccion a vectores

%cargar matriz produccion prediccion

load('matriz_produccion_prediccion.mat');

intervalo_medicion=5; %intervalo en segundos en los que se tienen los
datos
n_datos_dia=3600/intervalo_medicion*24;

% crear vector de produccion

produccionv2=[]; % si se pone produccionv2=0 se añade un 0 que no es
dato
for i=1:length(matriz_produccion_prediccion)
    if mean(size(matriz_produccion_prediccion{i,2}))==0;
        a=zeros(1,n_datos_dia);
    else
        a=(matriz_produccion_prediccion{i,2}(:,1))';
    end
    produccionv2=[produccionv2,a];
end
n_dias_sin_datos=length(matriz_produccion_prediccion)-
length(produccionv2)/n_datos_dia;

% ajuste del vector produccionv2 sustituir NaN por 0

produccionv2(isnan(produccionv2))==0;

% idem para vector de prediccion

prediccionv2=[]; % si se pone prediccionv2=0 se añade un 0 que no es
dato
for i=1:length(matriz_produccion_prediccion)
    if mean(size(matriz_produccion_prediccion{i,2}))==0;
        a=zeros(1,n_datos_dia);
    else
        a=(matriz_produccion_prediccion{i,2}(:,2))';
    end
    prediccionv2=[prediccionv2,a];
end

% ajuste del vector prediccionv2 sustituir NaN por 0
```

```

prediccionv2(isnan(prediccionv2))==0;

% ajuste para dias con produccion o prediccion =0

for i=1:length(matriz_produccion_prediccion)
    if mean(prediccionv2(i*n_datos_dia-
n_datos_dia+1:i*n_datos_dia))==0
        produccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia)=0;
    end

    if mean(produccionv2(i*n_datos_dia-
n_datos_dia+1:i*n_datos_dia))==0
        prediccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia)=0;
    end
end

% ajuste para dias con pocos datos. Se toma como referencia el dia de
% solsticio de invierno que tiene 9h de sol. Para los dias que tengan
menos
% de 7h de datos, se tomara como nulos.

n_max_0=(24-7)*n_datos_dia;

for i=1:length(matriz_produccion_prediccion)
    a=prediccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);
    if numel(a(a==0))>n_max_0
        produccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia)=0;
    end
    b=produccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);
    if numel(b(b==0))>n_max_0
        prediccionv2(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia)=0;
    end
end

% vector Potencia de bateria se definira como la resta entre la
prediccion y la
% produccion si es <0 se almacena en bateria, >0 se usa bateria =0
% prediccion exacta

Pbat=prediccionv2-produccionv2;

%se calcula un vector que nos muestre la energia media diaria en la
bateria (-)generacion
%mayor que prevision y (+)generacion menor que prevision

for i=1:(length(Pbat)/n_datos_dia)
    for j=(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1):(i*n_datos_dia)
        if j==1
            b=Pbat(j);
        else
            b=Pbat(j)+b;
        end
    end
end

```


**Requerimientos de almacenamiento en una central
 fotovoltaica para minimizar el error de predicción**

```

    E_media_diaria(i)=b/n_datos_dia*24;    %en kWh
    b=0;
end

Error_medio_diario=mean(E_media_diaria); % Es el error que se da de
media en la estimacion diariamente

% con las potencias 5 secundales de la bateria se puede calcular la
energia
% almacenada en la bateria

%para una bateria de capacidad ilimitada

for i=1:length(Pbat)

    if i==1
        Ebat(i)=-Pbat(i)*intervalo_medicion/3600;
    else
        Ebat(i)=Ebat(i-1)-(Pbat(i)*intervalo_medicion/3600);
    end
end

%para una bateria de 640MWh (100% de la potencia nominal durante 16
horas)

for i=1:length(Pbat)

    if i==1
        Ebat_640(i)=-Pbat(i)*intervalo_medicion/3600;
    else
        Ebat_640(i)=Ebat_640(i-1)-(Pbat(i)*intervalo_medicion/3600);
    end
    if Ebat_640(i)>=640*10^3
        Ebat_640(i)=640*10^3;
    end
end

Pbat_media=mean(Pbat);

% PASAR VECTOR DE DATOS A MATRIZ DE DIAS
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia)

    mat_pred(i,:)= prediccionv2(i*n_datos_dia-
n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);

end
for i=1:(length(Pbat)/n_datos_dia)

    mat_Pbat(i,:)= Pbat(i*n_datos_dia-n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);

end
for i=1:(length(produccionv2)/n_datos_dia)

    mat_prod(i,:)= produccionv2(i*n_datos_dia-
n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);

end

```

ANEXO II. MÉTODOS 2,3,4,5,6 Y COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS 4 Y 5

%%MÉTODO N°2 AJUSTE EN POTENCIA

```
load('prediccionv2.mat')
load('produccionv2.mat')
load('mat_Pbat.mat')
load('mat_pred.mat')
load('mat_prod.mat')

intervalo_medicion=5; %intervalo en segundos en los que se tienen los
datos
n_datos_dia=3600/intervalo_medicion*24;

Pbat=prediccionv2-produccionv2;

Pbat_max_descarga=max(Pbat); % error sobreestimando produccion
Pbat_max_carga=min(Pbat); % error subestimando produccion

n_datos_3h=n_datos_dia/8;

produccion_max=max(produccionv2);
% %% DIAS ELIMINADOS
dias_eliminados=[40,65,729,142];
for i=1:length(dias_eliminados)

    mat_pred(dias_eliminados(i),:)=0;
    mat_Pbat(dias_eliminados(i),:)=0;
    mat_prod(dias_eliminados(i),:)=0;
    produccionv2((dias_eliminados(i)-
1)*n_datos_dia+1:dias_eliminados(i)*n_datos_dia)=0;
end

%% Predefinicion de variables
mat_pred_mod=zeros(size(mat_pred));
mat_E_almacenada=zeros(length(mat_Pbat(:,1)),length(mat_Pbat(1,:))/n_d
atos_3h);
mat_Pbat_mod=zeros(size(mat_Pbat));

%% MODIFICACION DE LA PREDICCIÓN PARA MÉTODO N°2 ACTIVAR ESTA SECCIÓN
%Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA CON CÓDIGO
%` pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

cte_control=1;
l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
    for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
        if rem(j,n_datos_3h)==0 %se actua cada 3h

            if l==1 % primeras 3h

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=mat_pred(i,1:n_datos_dia);
                if i==1
```

```

        mat_E_almacenada(i,l)=-
        (mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2); %para
        el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
    else
        mat_E_almacenada(i,l)=-
        (mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-
        n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8);%para las
        primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
        energia del dia anterior en el ultimo intervalo
    end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j);% modificación de la prediccion

        %correcciones tras calculo
        for k=(j+1):j+n_datos_3h
            if ((k>10000 && k<12961 ||
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)
                mat_pred_mod(i,k)=0;
            end
            if k==n_datos_dia
                mat_pred_mod(i,k)=0;
            end

            if mat_pred_mod(i,k)<0
                mat_pred_mod(i,k)=0;
            end
            if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

                end
            end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j+1:j+n_datos_3h);
    else
        mat_E_almacenada(i,l)=-
        (mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-
        n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la
        energia del intervalo de 3h anterior
        if l==8 % al final del dia no se actua
        else

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j);

            end
            % condiciones de ajuste tras calculo
            for k=(j+1):n_datos_dia
                if ((k>10000 && k<12961 ||
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)
                    mat_pred_mod(i,k)=0;
                end
                if k==n_datos_dia
                    mat_pred_mod(i,k)=0;
                end

                if mat_pred_mod(i,k)<0

```

```
mat_pred_mod(i,k)=0;
end
if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max
mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;
end
end
if l==8
else

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);

end

end

l=l+1; %avance de intervalo
end

end

l=1; % al acabar el dia se vuelve al primer intervalo de 3h
para el dia siguiente

end
bateria_necesaria=max(Ebat_mod)-min(Ebat_mod);

%% MODIFICACION DE LA PREDICCION PARA MÉTODO N°3 ACTIVAR ESTA SECCIÓN
%Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA CON CODIGO
%` pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
if rem(j,n_datos_3h)==0

if l==1

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=mat_pred(i,1:n_datos_dia);
if i==1
mat_E_almacenada(i,1)=-
(mean(mat_Pbat(i,1*n_datos_3h-n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3*2); %para
el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
else
mat_E_almacenada(i,1)=-
(mean(mat_Pbat(i,1*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8);%para las
primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
energia del dia anterior en el ultimo intervalo
end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)+mat_
E_almacenada(i,1)/3;

%correcciones tras calculo
for k=(j+1):j+n_datos_3h
```

```
if ((k>10000 && k<=12960 ||  
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)  
    mat_pred_mod(i,k)=0;  
end  
if k==n_datos_dia  
    mat_pred_mod(i,k)=0;  
end  
  
if mat_pred_mod(i,k)<0  
    mat_pred_mod(i,k)=0;  
end  
if  
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max  
mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;  
end  
end  
  
mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-  
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);  
else  
    mat_E_almacenada(i,l)=-  
(mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-  
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la  
energía del intervalo de 3h anterior  
    if l==8  
    else  
mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)+mat_  
E_almacenada(i,l)/3;  
  
% condiciones de ajuste tras calculo  
for k=(j+1):j+n_datos_3h  
    if ((k>10000 && k<=12960 ||  
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)  
        mat_pred_mod(i,k)=0;  
    end  
    if k==n_datos_dia  
        mat_pred_mod(i,k)=0;  
    end  
  
    if mat_pred_mod(i,k)<0  
        mat_pred_mod(i,k)=0;  
    end  
    if  
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max  
mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;  
end  
end  
if l==8  
else  
mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-  
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);  
  
end  
  
end
```

```

    l=l+1;
    end

end

l=1;

end

Pbat_mod=pred_mod-produccionv2;
%calculo de la energia en la bateria para la modificacion y
bateria
%necesaria
for i=1:length(Pbat_mod)

    if i==1
        Ebat_mod(i)=-Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600; % kWh
    else
        Ebat_mod(i)=Ebat_mod(i-1)-
(Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600);
    end
end
bateria_necesaria=max(Ebat_mod)-min(Ebat_mod);

%% MODIFICACION DE LA PREDICCION PARA MÉTODO N°4 ACTIVAR ESTA SECCIÓN
%%Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA CON CODIGO
%' pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

q=1;
% se puede activar el proximo for para realizar un barrido con
distintas
% constantes. Individualmente se realiza el barrido para cada
constante y
% buscar la optimizacion
% for cte_control_amanecer=1:2/100:3 %este bucle for hay que
% modificarlo segun la constante de control que se quiera optimizar
% valores optimos para las constantes 1.86 0.99 y 1.02
respectivamente

cte_control_amanecer=1.86;
cte_control_dia=0.99;
cte_control_atardecer=1.02;
l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
    for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
        if rem(j,n_datos_3h)==0

            if l==1

potencia_media_3h(i,1)=mean(mat_prod(i,1*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:1*n_datos_3h));

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=mat_pred(i,1:n_datos_dia);
            if i==1

```

```

                                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2); %para
el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
                                else
                                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8);%para las
primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
energia del dia anterior en el ultimo intervalo
                                end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;

                                %correcciones tras calculo
                                for k=(j+1):j+n_datos_3h
                                if ((k>10000 && k<=12960 ||
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end
                                if k==n_datos_dia
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end

                                if mat_pred_mod(i,k)<0
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end
                                if

mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

                                end
                                end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
                                else

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:l*n_datos_3h));
                                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la
energia del intervalo de 3h anterior
                                if l==8
                                else
                                if l==2

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;
                                else
                                if l==5

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;
                                else
                                if l==6

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_E_almacenada(i,l)/3;

```

```

else

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3; % SIN INCREMENTO PARA NO
COMPENSAR

end
end
end
end
% condiciones de ajuste tras calculo
for k=(j+1):n_datos_dia
    if ((k>10000 && k<12961 ||
k>=15121) && mat_pred(i,k)==0)
        mat_pred_mod(i,k)=0;
end
    if k>12960 && k<=15120 &&
mat_E_almacenada(i,l)<=0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
end
    if k==n_datos_dia
        mat_pred_mod(i,k)=0;
end

    if mat_pred_mod(i,k)<0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
end
    if

mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

end
end
    if l==8
    else

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);

end

end

l=l+1;
end

end

l=1;

end

Pbat_mod=pred_mod-produccionv2;
for i=1:length(Pbat_mod)

    if i==1
        Ebat_mod(i)=-Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600; % kWh
    else

```


**Requerimientos de almacenamiento en una central
 fotovoltaica para minimizar el error de predicción**

```

        Ebat_mod(i)=Ebat_mod(i-1)-
        (Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600);
    end
end
bateria_necesaria(q)=max(Ebat_mod)-min(Ebat_mod);
% activar siguientes 2 líneas para realizar el barrido de
optimizacion
% de las constantes de control
%     q=q+1;
% end

%% MODIFICACION DE LA PREDICCION PARA MÉTODO N°5 ACTIVAR ESTA SECCIÓN
%Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA CON CODIGO
%` pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

cte_control_amanecer=2.46;
cte_control_dia=0.9896;
cte_control_atardecer=1.02;
l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
    for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
        if rem(j,n_datos_3h)==0

            if l==1

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:1*n_datos_3h));

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=mat_pred(i,1:n_datos_dia);
                if i==1
                    mat_E_almacenada(i,l)=-
                    (mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3*2); %para
el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
                else
                    mat_E_almacenada(i,l)=-
                    (mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8); %para las
primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
energía del dia anterior en el ultimo intervalo
                end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;

                %correcciones tras calculo
                for k=(j+1):j+n_datos_3h
                    if ((k>10000 && k<=12960 ||
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)

                        mat_pred_mod(i,k)=0;
                    end
                    if k==n_datos_dia
                        mat_pred_mod(i,k)=0;
                    end

                    if mat_pred_mod(i,k)<0
                        mat_pred_mod(i,k)=0;
                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

                                if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

                                end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
                                else

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:1*n_datos_3h));
                                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la
energía del intervalo de 3h anterior
                                if l==8
                                else
                                if l==2

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_pred(i,j)+(potencia_media_3h(i,l)+mat_E_almacenada(i,l)/3)*cte_con
trol_amanecer;

                                else
                                if l==5

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_pred(i,j)+(potencia_media_3h(i,l)+mat_E_almacenada(i,l)/3)*cte_con
trol_atardecer;

                                else
                                if l==6

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_E_almacenada(i,l)/3;

                                else

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_pred(i,j)+(potencia_media_3h(i,l)+mat_E_almacenada(i,l)/3)*cte_con
trol_dia;

                                end
                                end
                                end
                                end
                                % condiciones de ajuste tras calculo
                                for k=(j+1):n_datos_dia
                                if ((k>10000 && k<12961 ||
k>=15121) && mat_pred(i,k)==0)
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end
                                if k>12960 && k<=15120 &&
mat_E_almacenada(i,l)<=0
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end
                                if k==n_datos_dia
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end

                                if mat_pred_mod(i,k)<0
                                mat_pred_mod(i,k)=0;
                                end

```

```

                                if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

                                end
                                end
                                if l==8
                                else

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);

                                end

                                end

                                l=l+1;
                                end

                                end

                                l=1;

                                end

%% MODIFICACION DE LA PREDICCION PARA COMBINACIÓN MÉTODOS 4 Y 5
%ACTIVAR ESTA SECCIÓN %Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA
%CON CODIGO
%' pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
    for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
        if rem(j,n_datos_3h)==0

                                if l==1

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:l*n_datos_3h));

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=mat_pred(i,1:n_datos_dia);
                                if i==1
                                    mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2); %para
el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
                                else
                                    mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8);%para las
primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
energia del dia anterior en el ultimo intervalo
                                end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3; %

                                %correcciones tras calculo

```

```

    for k=(j+1):j+n_datos_3h
        if ((k>10000 && k<=12960 ||
k>15120) && mat_pred(i,k)==0)
            mat_pred_mod(i,k)=0;
        end
        if k==n_datos_dia
            mat_pred_mod(i,k)=0;
        end

        if mat_pred_mod(i,k)<0
            mat_pred_mod(i,k)=0;
        end
        if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max
mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;
        end
    end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
    else

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1+2*n_datos_3h/3:1*n_datos_3h));
    mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la
energía del intervalo de 3h anterior
        if l==8
        else
        if l==2

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;
        else
        if l==5

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_Pbat(i,j)+mat_E_almacenada(i,l)/3;
        else
        if l==6

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_E_almacenada(i,l)/3;
        else

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_pred(i,j)+(potencia_media_3h(i,l)+mat_E_almacenada(i,l)/3)*cte_con
trol_dia; % SIN INCREMENTO PARA NO COMPENSAR
        end
        end
        end
        end
        % condiciones de ajuste tras calculo
        for k=(j+1):n_datos_dia
            if ((k>10000 && k<12961 ||
k>=15121) && mat_pred(i,k)==0)
                mat_pred_mod(i,k)=0;
            end
            if k>12960 && k<=15120 &&
mat_E_almacenada(i,l)<=0

```

```
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end
    if k==n_datos_dia
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end

    if mat_pred_mod(i,k)<0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end
    if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

        end
        if l==8
        else

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);

        end

        end

        l=l+1;
        end

    end

    l=1;

end

%% MODIFICACION DE LA PREDICCION PARA MÉTODO N°6 ACTIVAR ESTA SECCIÓN
%%Y DESACTIVAR EL RESTO DE MÉTODOS HASTA LÍNEA CON CODIGO
%' pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));'

l=1;
for i=1:(length(prediccionv2)/n_datos_dia) %dias
    for j=1:n_datos_dia % datos de cada dia
        if rem(j,n_datos_3h)==0

            if l==1

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h));

mat_pred_mod(i,1:n_datos_dia)=potencia_media_3h(i,l);

            if i==1
                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3*2); %para
el primer dia las primeras 3h se coge unicamente la potencia media
            else
                mat_E_almacenada(i,l)=-
(mean(mat_Pbat(i,l*n_datos_3h-
```

**Requerimientos de almacenamiento en una central
 fotovoltaica para minimizar el error de predicción**

```

n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3*2)+mat_E_almacenada(i-1,8);%para las
primeras 3h de cada dia (exceptuando el primer dia) se le suma la
energia del dia anterior en el ultimo intervalo
end

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=potencia_media_3h(i,1);

%correcciones tras calculo
for k=(j+1):j+n_datos_3h

    if mat_pred_mod(i,k)<0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end
    if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

end
end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
else
    if l==2

potencia_media_3h(i,1)=mean(mat_prod(i,1*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h));
mat_E_almacenada(i,1)=-
(mean(mat_Pbat_mod(i,1*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:1*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,1-1); %se le suma la
energia del intervalo de 3h anterior

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=potencia_media_3h(i,1);

% condiciones de ajuste tras calculo
for k=(j+1):n_datos_dia

    if mat_pred_mod(i,k)<0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end
    if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

end
end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
% condiciones de ajuste tras calculo
for k=(j+1):n_datos_dia
    if mat_pred_mod(i,k)<0
        mat_pred_mod(i,k)=0;
    end
    if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

end
end

```

```

end

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);
else

potencia_media_3h(i,l)=mean(mat_prod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h));
    mat_E_almacenada(i,l)=-
    (mean(mat_Pbat_mod(i,l*n_datos_3h-
n_datos_3h+1:l*n_datos_3h))*3)+mat_E_almacenada(i,l-1); %se le suma la
energía del intervalo de 3h anterior
    if l==8
    else

mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=potencia_media_3h(i,l);%+mat_E_almace
nada(i,l)/3*cte_control; % SIN INCREMENTO PARA NO COMPENSAR
end
    % condiciones de ajuste tras calculo
    for k=(j+1):n_datos_dia
        if mat_pred_mod(i,k)<0
            mat_pred_mod(i,k)=0;
        end
        if
mat_pred_mod(i,k)>=produccion_max

mat_pred_mod(i,k)=produccion_max;

end
        end
        if l==8
        else

mat_Pbat_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)=mat_pred_mod(i,j+1:j+n_datos_3h)-
mat_prod(i,j+1:j+n_datos_3h);

end

end

end

l=l+1;
end

end

l=1;

end

pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));

Pbat_mod=pred_mod-produccionv2;
for i=1:length(Pbat_mod)

    if i==1
        Ebat_mod(i)=-Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600; % kWh
    else

```

```

      Ebat_mod(i)=Ebat_mod(i-1)-
      (Pbat_mod(i)*intervalo_medicion/3600);
    end
  end
  bateria_necesaria=max(Ebat_mod)-min(Ebat_mod);

pred_mod=reshape(mat_pred_mod',1,length(prediccionv2));

```

ANEXO VIII. ANALISIS POST MODIFICACIÓN

```

%% ANALISIS DESPUES DE MODIFICAR LA PREDICCION VALIDO PARA TODOS LOS
METODOS
%EJECUTAR DESPUES DEL PROGRAMA DE UN METODO EN CONCRETO

intervalo_medicion=5; %intervalo en segundos en los que se tienen los
datos
n_datos_dia=3600/intervalo_medicion*24;

Pbat_mod=pred_mod-produccionv2;
% v=1;
% for i=1:730
%   for j=1:17280
%     Pbat_mod_matriz(i,j)=Pbat_mod(v);
%     v=v+1;
%   end
% end
%
% comprobacion=mat_Pbat-Pbat_mod_matriz;

%para una bateria de capacidad ilimitada

%pasar a matriz
for i=1:length(mat_Pbat(:,1))
    mat_E_real(i,:)=Ebat_mod(i*n_datos_dia-
n_datos_dia+1:i*n_datos_dia);
end

%Energia cada 3h
b=0;
for i=1:(length(Pbat_mod)/n_datos_3h)

    for j=(i*n_datos_3h-n_datos_3h+1):(i*n_datos_3h)
        if j==1 && rem(j,(n_datos_3h+1))==0
            b=-Pbat_mod(j);
        else
            b=-Pbat_mod(j)+b;
        end
    end
    E_3h(i)=b/n_datos_3h*3;
    b=0;
end

% Pasar a matriz de energia cada 3h

```



```

for i=1:length(mat_E_almacenada(:,1))
    mat_E_3h(i,:)=E_3h(i*8-8+1:i*8);
end

for i=1:length(mat_Pbat(:,1))
    for j=1:length(mat_Pbat(1,:))
        if j==1

E_diaria_original(i,j)=mat_Pbat(i,j)*intervalo_medicion/3600;
        else
            E_diaria_original(i,j)=E_diaria_original(i,j-1)-
mat_Pbat(i,j)*intervalo_medicion/3600;
        end
    end
end

bateria_sin_modificacion=max(max(E_diaria_original))-
min(min(E_diaria_original));

%Energia cada 3h SIN CORRECCION
b=0;
for i=1:(length(Pbat)/n_datos_3h)

    for j=(i*n_datos_3h-n_datos_3h+1):(i*n_datos_3h)
        if j==1 && rem(j,(n_datos_3h+1))==0
            b=-Pbat(j);
        else
            b=-Pbat(j)+b;
        end
    end
    E_3h_original(i)=b/n_datos_3h*3;
    b=0;
end

% Pasar a matriz de energia cada 3h

for i=1:length(mat_E_almacenada(:,1))
    mat_E_3h_original(i,:)=E_3h_original(i*8-8+1:i*8);
end

bateria_optima=max(abs(mat_E_3h_original(:,2)));

% Dibujar un dia concreto potencia y energia en la bateria y curvas
prediccion prediccion modificada y
% produccion

figure
dia=129;

subplot(3,1,1)
hold on
plot(mat_pred(dia,:))
plot(mat_prod(dia,:), 'red')
plot(mat_pred_mod(dia,:), 'green')
ylabel('Potencia (kW)');
xlabel('Tiempo (5s)');

```

```

title('Día 1/10/2012')
for i=1:7
    x=i*2160;
    plot([x x],[0 0.5*10^4],'k')
end

subplot(3,1,2)
plot(mat_Pbat_mod(dia,:))

subplot(3,1,3)
plot(mat_E_real(dia,:))

%% POTENCIA MEDIA DE LA BATERÍA 3h
for i=1:length(mat_Pbat_mod(:,1))
    for j=1:n_datos_dia/n_datos_3h
        mat_Pbat_mod_media_3h(i,j)=mean(mat_Pbat_mod(i,n_datos_3h*j-
n_datos_3h+1:j*n_datos_3h));
    end
end

for i=1:length( mat_Pbat_mod_media_3h(1,:))
    media_anual_Pbat_3h(i)=mean(mat_Pbat_mod_media_3h(:,i));
end

%% PASAR DE MATRIZ DE ENERGIA A VECTOR
vector_E_almacenada=[];
for i=1:length(mat_E_almacenada(:,1))
    a=mat_E_almacenada(i,:);
    vector_E_almacenada=[vector_E_almacenada,a];
end

%% SE VAN A BUSCAR LOS DIAS QUE TENGAN MAYORES ENERGIAS EN INTERVALOS
DE 3h
% para ver que falla en el ajuste
E_3h_descendente=sort(E_3h,'descend');
dias=10; % numero de dias con mas energia 3h

for i=1:2
    dias_mayores_E(i)= fix(find(E_3h==E_3h_descendente(i))/8)+1;

    figure
    dia=dias_mayores_E(i);

    subplot(3,1,1)
    hold on
    plot(mat_pred_mod(dia,:), 'green')
    plot(mat_pred(dia,:))
    plot(mat_prod(dia,:), 'red')
    for j=1:7
        x=j*2160;
        plot([x x],[0 4*10^4], 'y')
    end
    subplot(3,1,2)
    plot(mat_Pbat(dia,:))

    subplot(3,1,3)
    plot(mat_E_real(dia,:))
end

```

```

    %% DE LA MISMA FORMA SE VEN LOS DIAS QUE MENOR ENERGIA HAY EN 3h
    (DESCARGA DE BATERIA)
    E_3h_ascendente=sort(E_3h);
    dias=10; % numero de dias con mas energia 3h

    for i=1:dias
        dias_menores_E(i)= fix(find(E_3h==E_3h_ascendente(i))/8)+1;

        figure
        dia=dias_menores_E(i);

        subplot(3,1,1)

        hold on
        plot(mat_pred_mod(dia,:), 'green')
        plot(mat_pred(dia,:))
        plot(mat_prod(dia,:), 'red')
        % ylabel('Potencia (kW)');
        % title('Dia con mayor error (+) en 3h (d 65)');
        for j=1:7
            x=j*2160;
            plot([x x], [0 0.5*10^4], 'y')
        end
        subplot(3,1,2)
        plot(mat_Pbat(dia,:))
        % title('Pontencia en la batería(diferencia previsión con
        predicción)');
        % ylabel('Potencia (kW)');
        subplot(3,1,3)
        plot(mat_E_real(dia,:))
        % title('Energía en la batería');
        % ylabel('Energía (kWh)');
    end

```